

# Die Planungsgrundlagen

Für die folgenden Überlegungen sollte man sich stets die Größenverhältnisse vor Augen halten:

## Woher stammte 2022/23 unser Winterstrom ? <sup>10)</sup>

	TWh	%
Aus Wasserkraft	15.7	45 %
Aus alternden AKW	12.9	37 %
Aus Importen	3.6	10 %
Solar & Wind	1.1	3 %
Rest	1.9	5 %
<b>Total</b>	<b>35.2</b>	<b>100 %</b>

## Wie viel Strom brauchen wir eigentlich?

Im Winter 2021/22 brauchten wir 34 TWh Strom <sup>5)</sup>. Der technische Fortschritt, die Energieeffizienz und die immer ausgeklügelteren Stromsparapparate, smart grid etc. haben in den letzten Jahren zweifellos zu massiv weniger Stromverbrauch geführt.

Technische Veränderungen bringen umgekehrt Mehrverbrauch. Automatisierung ersetzt manuelle Tätigkeit durch stromintensive Maschinen. Zur Digitalisierung gaben die beiden ETH-Präsidenten ein Beispiel: Eine Google-Recherche brauche so viel Strom wie eine Tasse Kaffee, eine Suche auf Chat-GPT aber eine ganze Kanne Kaffee <sup>37)</sup>. Für die Kühlung des Servers brauche die ETH-Lausanne 54 % ihres gesamten Energieverbrauchs <sup>37)</sup>. Die ZHAW skizziert in einer Ausstellung den Ersatz landwirtschaftlicher Maschinen durch Roboter. Auch die Zunahme der Bevölkerung erhöht den Strombedarf.

Zufolge der komplizierten Zusammenhänge kann kaum verlässlich ermittelt werden, wie viel eingespart und mehr verbraucht wurde. Eines ergibt sich aber aus den Statistiken des Bundes: Einsparungen und Mehrverbrauch haben sich seit 2008 sowohl im Ganzjahres- als auch im Winterverbrauch plus/minus ausgeglichen. Der Winterverbrauch bewegte sich immer um ca. 34 TWh <sup>5)</sup>. Variation im Minimalbereich.

So viel zur Vergangenheit. Für die Zukunft müssen zwei Faktoren mit berücksichtigt werden:

Wie viel Strom braucht die Abkehr von fossilen Energien ?  
Welche Rolle spielt der Strombedarf von Elektromobilität und Wärmepumpen dabei?

**Die grosse Unbekannte:**

## Wie viel Strom braucht die Abkehr von der fossilen Energie

2022 haben wir 124 TWh fossile Energien verbraucht <sup>9a)</sup>. Wie viel mehr Strom brauchen wir, um die

### **Abkehr von diesen 124 TWh an fossiler Energie**

in den 27 Jahren bis 2050 zu schaffen?

Die EMPA hat 2019 in einer umfassenden Studie berechnet, dass die Umstellung des heutigen Personenwagenverkehrs auf Elektromobilität im Winter ca. 10 TWh beanspruchen würde. Auch bei den Wärmepumpen kommt sie im Winter auf 10 TWh <sup>4)</sup>. Daneben brauchen auch Industrie und Dienstleistungen fossile Energie (zusammen 35 % des Gesamten Energieverbrauchs <sup>38)</sup>).

Die Planung müsste schätzen, wie viel Strom diese beiden Bereiche brauchen würden.

Ferner muss in eine seriöse Planung einbezogen werden, wie die 11-13 TWh Winterstrom nach Abschaltung der heutigen Kernkraftwerke beschafft werden, wenn sie nicht durch neue AKW ersetzt werden.

Und schliesslich die Eventualität, dass die 7.8 TWh, die wir im Winter 2021/22 durch Importe beschafft haben <sup>10)</sup>, nicht mehr verfügbar sind, wenn unsere Lieferanten mangels eigener Kapazitäten nicht mehr exportieren können.

Die Überschlagsrechnung vorn S. 10 kommt unter Berücksichtigung des heutigen Verbrauchs und der Dekarbonisierung bei Heizung und Mobilität auf einen Winterverbrauch von mindestens 54 TWh. Im folgenden schauen wir die Potentiale und Wahrscheinlichkeiten bei der Produktion durch unsere Stromquellen etwas näher an.

## Stromproduktion mit Wasserkraft

Die Schweiz ist in der glücklichen Lage, mit der Wasserkraft über eine hervorragende Energiequelle zu verfügen. Ihre Vorzüge liegen nicht nur auf der quantitativen Seite (um ca. 50 % der Elektrizitätserzeugung<sup>39)</sup>). Mit ihren rasch verfügbaren Pumpspeicherwerken sorgen sie auch für den nötigen Ausgleich der unregelmässig produzierenden Solarenergie. Sie hat im Winter in den letzten Jahren stets zwischen 15 und 18 TWh bereitgestellt<sup>40)</sup>.

Ihre Existenz verdanken wir Generationen, die im letzten Jahrhundert mit gewaltigen Anstrengungen Dutzende grosser Stauseen mit den dafür nötigen Staumauern geschaffen haben. Hätten sie mit den gleichen Hindernissen in der Rechtsordnung und der Propagandaflut wie heute arbeiten müssen, gäbe es heute keine Wasserkraft.

Das sollten wir uns vor Augen halten, wenn wir die ambitionösen Ziele unter unserer heutigen Rechtslage umsetzen wollen:

- > Abkehr von den Fossilen Energien, heute 124 TWh, einsparen oder durch Elektrizität ersetzen.
- > 37 % der heutigen Elektrizitätsversorgung (also 23 TWh) ersetzen, wenn wir keine neuen AKW bauen wollen.

Für neue Wasserkraft müssen neue Stauseen und Staumauern gebaut werden. Die Realisierung neuer Projekte hängt davon ab, ob ein genügend effizienter Entscheidmechanismus zwischen Landschaftsschutz und Naturschutz einerseits und Versorgungssicherheit andererseits geschaffen werden kann.

Der von Bundesrätin Sommaruga ins Leben gerufene «Runde Tisch»<sup>6)</sup> ging von einem Konsens aus, dass neben den bestehenden 15- 18 TWh Winterstrom ein Potential für den Ausbau der Wasserkraft von 2 TWh mit einer Winterleistung von ca. 1 TWh bestehe. Zu den Schwachstellen des Plans vgl. oben S. 26.

Von diesen 2 TWh sollen die folgenden sechs Grossprojekte total ca. 1.6 TWh pro Jahr produzieren<sup>6)</sup>.

	GWh
Grimsel	240
Trift	215
Gorner	650
Gougra	120
Chummensee	165
Chlus	237
Die 5 Projekte mit je mehr als 100 GWh	1'627

Für das seit über 20 Jahren in den Gerichten festsitzende Projekt Grimsel hat das Parlament 2022 einen dringlichen Beschluss gefasst, der das Verfahren beschleunigen sollte. Auf meine Anfrage bestätigte die Bauherrin die «Beschleunigung» wie folgt:

«Zur Zeit überarbeiten wir die Konzessionsunterlagen.... und wollen sie Ende dieses Jahr (2023) den kantonalen Genehmigungsbehörden einreichen. Wie lange das Verfahren dauern wird, bis der grosse Rat über unser Gesuch entscheiden wird, kann ich nicht sagen. Das hängt vor allem davon ab, ob Einsprache während der öffentlichen Auflage der Unterlagen (erste Hälfte 2024) gemacht wird.»

Die bisherigen Bemühungen der Politik über «Runden Tisch» (vorn S. 26) und Parlament haben unter der heutigen Rechtslage keine rechtzeitigen Resultate geliefert. Deshalb müssen die Betroffenen, die Bevölkerung, in einer schweizweiten Abstimmung für jedes der sechs Grossprojekte dazu autoritativ Klarheit schaffen.

Als Optimisten gehen wir bei der Wasserkraft von der bisherigen Winterproduktion von 15 - 18 TWh und der Realisierung aller Projekte des «Runden Tisches» mit ihrer Winterproduktion von 1 TWh aus.

# Windkraft

Weltweit spielt die Windkraft eine immer grössere Rolle. Grosse Windpärke in den weiten Ebenen von Deutschland und Spanien und vor den Küsten im Meer liefern immer grössere Anteile an Energie. Die hellgrüne Fläche auf dem nebenstehenden Diagramm zeigt für Deutschland, welchen Anteil diese Stromproduktion leisten kann. Es zeigt aber gleichzeitig auch die grösste Schwäche der Windenergie, die Volatilität. Wenn Sonne und Wind je nach Tag zwischen 9 und 57 % der gesamten Landesenergieproduktion leisten, dann muss massive Ergänzungsproduktion bereit gestellt werden, die von einer Stunde auf die andere einsatzbereit ist. Sie wird derzeit in Deutschland von Braunkohle, Steinkohle und Gas geleistet. Die Schweiz kann mangels Meeranstoss keine Off-Shore Windpärke einrichten. Auch genügende Flächen im Inland sind Mangelware. Bilder wie jenes auf der nächsten Seite vom Windpark in den USA sind in der Schweiz derzeit nicht geplant.

2021 lieferten Kleinanlagen in der ganzen Schweiz mit total 41 Windturbinen 0.15 TWh, im Winter bestenfalls 60 %, 0.09 TWh. Die ETH sagt für die Schweiz ein Gesamtpotential von 4.5 TWh voraus, wovon im Winter 2.5 TWh <sup>41)</sup>. Dazu seien schweizweit verteilt 760 Windturbinen, im Flachland allenfalls nur 460 Turbinen erforderlich. Die Grafik des SRF (S. 47) zeigt die mögliche Verteilung.

Für die Ausschöpfung des gesamten von der ETH angenommenen Winter-Potentials (2.5 TWh) müsste ca. 30 mal der heutige Bestand von 0.09 TWh Winterstrom zugebaut werden. Für die folgenden Überlegungen gehen wir für den Winter von 1.5 TWh aus, was 450 neue Windturbinen voraussetzen würde, immer noch eine eher kühne Annahme.

Die Dimensionen der geplanten Anlagen mit einer Höhe ca. 200 m (Prime Tower Zürich ca. 126 m), und einem Durchmesser des Turms von ca. 16.5 m (etwas kleiner als Bild) wecken massive Widerstände.

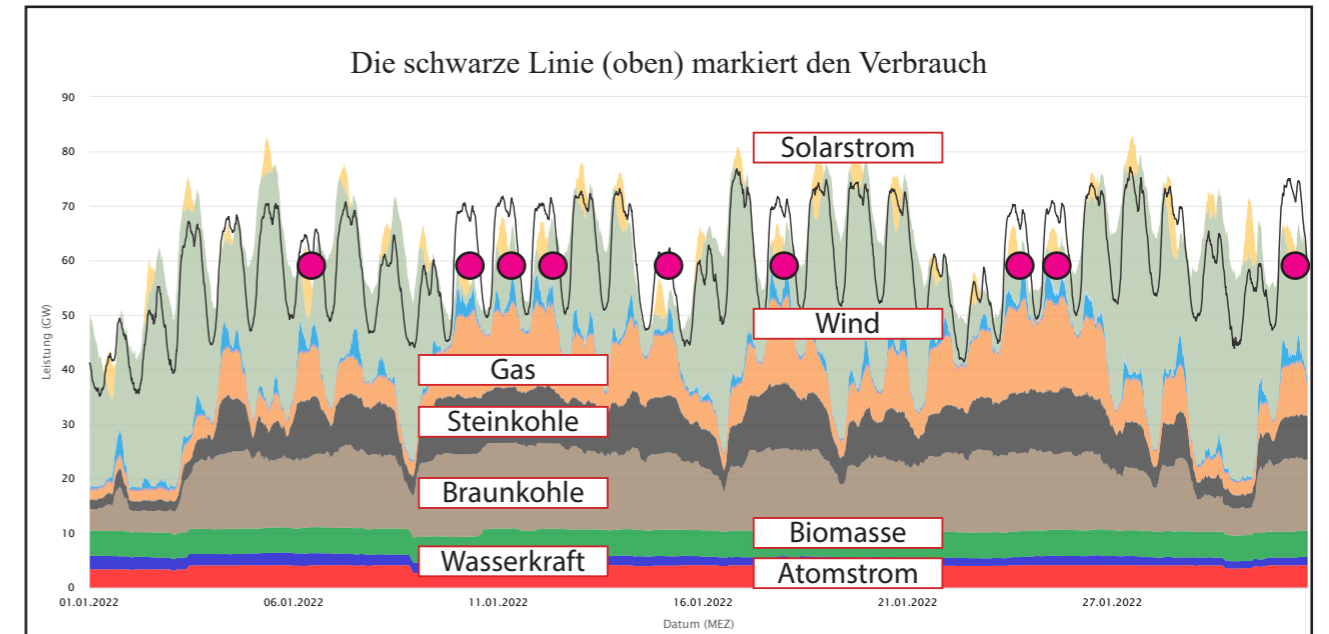


Diagramm: Fraunhofer Institut, Energy-Charts



Offshore Windturm wird aus dem Hangar gefahren (die landbasierten Türme haben mit z.B. 16.5 m einen kleineren Durchmesser)



## Fortschritte bei der Photovoltaik

Solarkraft bietet vier grosse Vorteile: Der Betriebsstoff für sich allein ist (im Gegensatz zu den fixen Einrichtungen) gratis und von unzuverlässigen Lieferanten (wie Russland beim Gas und den Arabern beim Benzin) unabhängig, im Betrieb vollständig erneuerbar und nachhaltig und der Ausbau ist, jedenfalls im Bereich der bestehenden Bauten, politisch unbestritten. Solarkraft hat im Jahr ganzen Jahr 2022 knapp 4 TWh<sup>42)</sup>, im Winter ca. 1 TWh Strom geliefert.

In den letzten fünf Jahren ist sie Ø um 0.5 TWh pro Jahr gewachsen<sup>43)</sup>, 2022 sogar um 1 TWh. Angesichts der grossen, unbestreitbaren Vorteile und der massiven Publizität eigentlich erstaunlich wenig. Warum ?

Wer schon selbst Photovoltaik auf seinem Dach installieren wollte, weiss: Es kann dauern. Lieferschwierigkeiten und Fachkräftemangel. Es braucht Solarpaneele, und zwar nicht wenige. Schätzungen<sup>44)</sup> sprechen von weit über 100'000'000 m<sup>2</sup>. Der Fachkräftemangel wird angegangen: Neue Lehrgänge werden angeboten und grosse Nachfrage motiviert neue Anbieter beim Geschäft mit der Installation. Die Geschwindigkeit im Zubau legt zu.

Vor lauter Freude darüber sind allerdings gewisse Probleme der Photovoltaik in der öffentlichen Diskussion etwas untergegangen. Es geht dabei um

- > Den Umgang mit der Unregelmässigkeit in der Solarproduktion (Nacht-, Witterungs- und Winterausfällen)
- > Die Zusatzinstallationen, welche Solarkraft nötig macht (Apparate, Speicher, Netzumstellungen)
- > Die Finanzierung
- > Die Abhängigkeit von China bezüglich Solarpanels und ihren Bestandteilen
- > Was tun nach Ablauf der Lebensdauer der Solarpanels

## Was kann Solarstrom im Winter leisten ?

z.B. 2022 3,8 TWh im ganzen Jahr, wovon  
im Winter 27 % = **1 TWh**

Und 2035 ?



**100**  
**Solaranlagen wie Gondo**  
liefern zusammen im Winter

**1 TWh**

### Die Hälfte aller geeigneten Dächer

der Schweiz haben gesamthaft ein Potential  
**im Winter gemäss**

Wissenschaft (ETH Lausanne)	B'Amt f Energie
Die Hälfte sämtlicher geeigneter Dächer der Schweiz	Die Hälfte sämtlicher geeigneter Dächer der Schweiz
<b>3 - 5 TWh</b>	<b>7 TWh</b>

Wenn 2035 in der Schweiz die Hälfte aller geeigneten Dächer mit Solarpanels bestückt sind, so leistet Solarkraft aus Dächern und aus den Alpen im Winter zwischen 4 und 8 TWh

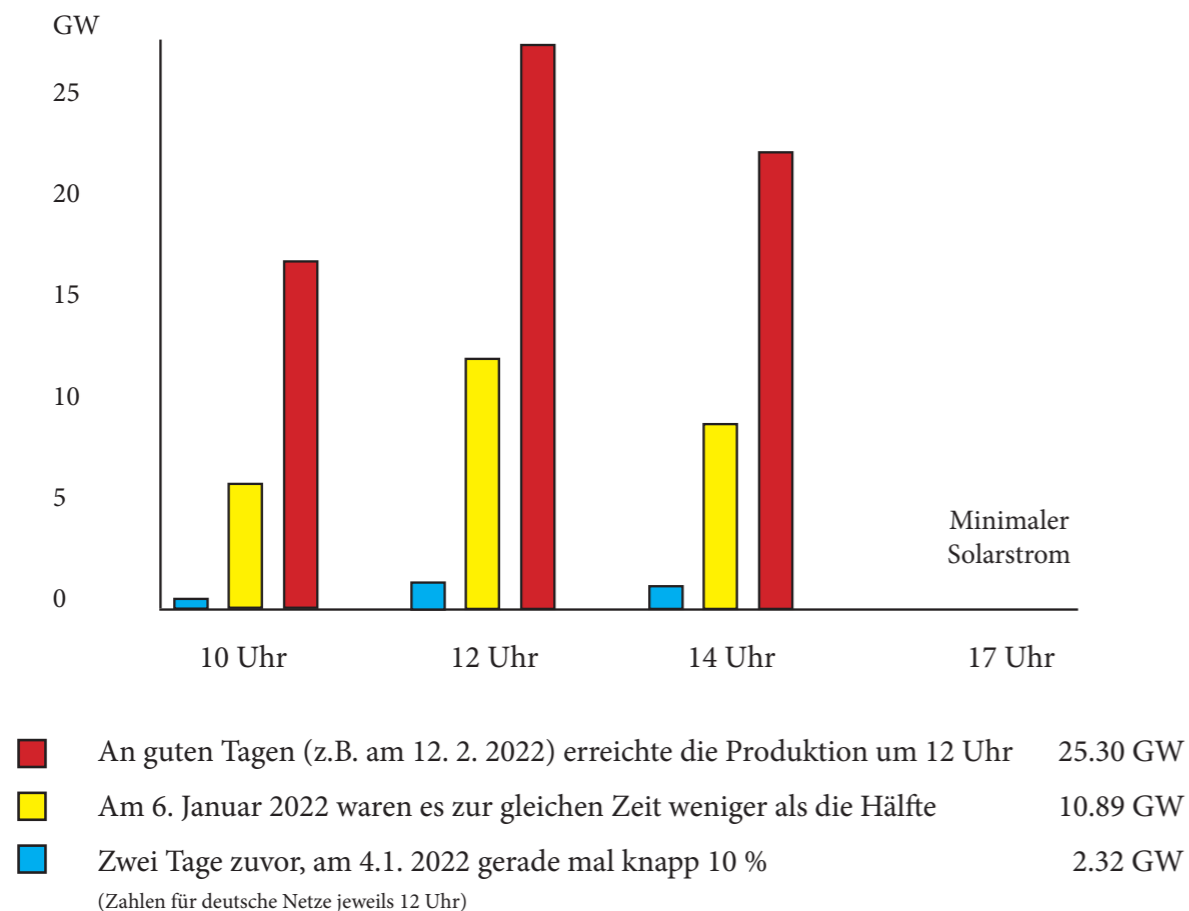
**Aber der Bedarf im Winter**  
für erneuerbaren Strom im Jahre 2035 beträgt

**laut Energiestrategie 2050 **21 TWh****

Budget für Erneuerbare aus der Energieperspektive 2050 + (vorn S.14) : 6 TWh + Lücke 15 TWh

## Solarenergie liefert nur zu gewissen Zeiten Strom

Wohl der gravierendste Nachteil der Solarenergie ist die Unregelmässigkeit der Produktion. Wie sehr Solarstrom schwanken kann, zeigt die folgende Grafik.



Zahlen aus den Energy-Charts des Fraunhofer Instituts für die Produktion in den deutschen Netzen. Der Sonnenschein in der Schweiz dürfte ähnlichen Schwankungen unterliegen.

Das bedeutet, dass wir bei Tagen ohne Sonne bis zu 24 Stunden Ersatzstrom brauchen. Ferner brauchen wir in jeder Winter-Nacht 12- 18 Stunden Ersatzstrom.

Bis heute können bei einem Solaranteil von 4 TWh die flexible Wasserkraft und der Import die Lücken decken. Wir spüren deshalb derzeit noch nichts von der Lücke. Vergrössern wir die Solarproduktion um den Faktor 10, wird auch der Bedarf an Ersatzstrom («Back-up») entsprechend anwachsen. (dazu S. 51).

## Ersatz bei zeitweisem Fehlen von Solar- und Windstrom

Die eidg. Elektrizitätskommission (ElCom) schätzt den Bedarf an Back-up Strom, der nicht per Wasserkraft gedeckt werden kann, auf knapp 2 TWh <sup>49)</sup>. Da die Lieferfähigkeit der Exportländer immer unsicherer wird, empfiehlt sie 2- 3 Gas-Reservekraftwerke, die im Winter eine Produktion von knapp 2 TWh leisten können.

Sie sollen nur bei Strommangel in Betrieb genommen werden, können deshalb nicht rentabel betrieben werden. Sie können alternativ mit Heizöl betrieben werden, falls Gas nicht verfügbar ist. Obschon die ElCom empfiehlt, «die Vorbereitungsarbeiten für die Etablierung von Reserven mit hoher Priorität» fortzusetzen, ist bisher ausser Notlösungen nur eine Ausschreibung erfolgt. Die Rahmenbedingungen mit nur teilweisem Betrieb und der Makel der fossilen Energie machen ein Engagement unattraktiv. Ob sich jemand meldet, ist unklar.

Die Kosten der Notlösung «Wasserkraft-Sicherung» betragen 2022 für *einen* Winter ca. € 296 Mio <sup>16)</sup>. Die Investitionskosten für die vorgeschlagenen permanenten Gaskraftwerke wurden von der ElCom auf ca. Fr. 1 Milliarde geschätzt <sup>49)</sup>. Die Dauerlösung wäre also lediglich ca. vier mal so teuer gewesen als die nur einen Winter reichende Notlösung.

Noch etwas krasser präsentiert sich die Notlösung mit dem Notkraftwerk Birr. Hier wurde die Reserve im Dorf Birr aufgebaut. Für die Dauer von 4 Wintern kostet sie ca. 470 Millionen Franken <sup>50)</sup>. Auch hier der Vergleich mit der von der ElCom vorgeschlagenen definitiven Lösung mit lediglich ca. dem Doppelten der Investitionskosten.

Vielleicht besinnt sich die Politik doch gelegentlich auf die definitive, von der ElCom als «prioritär» empfohlene Lösung mit Gas. Für die Winterproduktion geht die ElCom von ca. 2 TWh aus <sup>49)</sup>. Stehen bis 2050 genügend CO<sub>2</sub> freie Stromquellen zur Verfügung, kann man sie stilllegen. Bis dahin brauchen wir sie aber.

## **Solarenergie und Stromnetz**

Das Stromnetz verbindet die Stromquellen mit den Verbrauchern. Verschiebt man die Stromquellen, so muss das Stromnetz umgebaut werden. Derzeit sind die Stromnetze auf die zentralen Grossenergiequellen Wasserkraft und AKW ausgerichtet. AKW stehen nahe an den Verbrauchszentren. Mit dem geplanten Ausbau der Solarzellen gibt es eine Vielzahl kleiner Produzenten. Das bedingt einen aufwändigen Ausbau des Feinverteilungsnetzes.

Bei der heute kleinen Anzahl von Solaranlagen auf Dächern reicht das Stromnetz für Einspeisung auch bei hoher Produktion im Sommer. Will man aber die Solarkraft 10 mal grösser ausbauen, so sind Zusatzausbauten des Stromnetzes nötig. Dazu braucht es überall Apparate für die Abrechnung der Einspeisung, und Einrichtungen, die im Sommer zufolge der Überproduktion den Zugang zum Netz sperren. Diese Sommer-Überproduktion überlastet die Stromnetze. Unter dem Titel „Deutschland verschenkt Strom und kauft ihn später teuer zurück“ berichtet die NZZ vom 28.11.2023 dass Deutschland im Jahr 2022 ca. 900 Millionen € an Solar- und Windstromproduzenten bezahlt hat, damit sie an Überlastungstagen keinen Strom liefern. Wer nicht abstellen konnte, musste dem Abnehmer Negativpreise bezahlen, an einem Extremtag bis zu € 500.- pro MWh.

Baut man Alpin-Solaranlagen nahe an genügenden bestehenden Netzen (wie z.B. bei Muttsee Projekt im Bereich Linth-Limmern), so sind für das Netz keine Umbauten nötig. Sind sie aber von bestehenden Netzen entfernt oder sind die Übertragungsleistungen ungenügend, so sind erhebliche teure und langwierige Ausbauten am Stromnetz erforderlich. Ferner macht die für den Bau nötige Logistik Solaranlagen in den Alpen teuer.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE schätzt die Kosten des Netzausbaus auf 48 Milliarden<sup>51)</sup>. Mehr dazu unten S. 78.

## **Material für Solarenergie**

Problemlieferanten gibt es, wenn man einmal von der Wasserkraft absieht, bei allen Energieformen. So, wie wir heute von den Arabern bei der Lieferung von Benzin und Öl, von den Russen beim Gas abhängig sind, so sind wir bei der Photovoltaik von den Chinesen abhängig. Bei den fossilen Brennstoffen und bei den AKW gibt es eine Vielzahl konkurrierender Lieferanten u.a. Kanada und Australien. Anders für Solarpaneele. Dort ist der Markt beherrscht vom

### **Monopollieferanten China**

Die Internationale Energieagentur publiziert jährlich einen Bericht zur weltweiten Energiesituation. Danach produziert China 85 % des globalen Solarzellenangebots, und 97 % der solartauglichen Siliconbarren und Halbleiterscheiben (Wafers), die es zur Produktion der Solarzellen braucht<sup>52)</sup>. China hat massiv und intelligent investiert. Tiefe Kapitalkosten, schnelle regulatorische Bewilligungen, Protektionismus durch Abschirmung von ausländischer Konkurrenz, tiefe Arbeitskosten und der Aufbau eines konkurrenzlosen Lieferantennetzwerks haben zur absoluten Dominanz der chinesischen Industrie geführt<sup>52)</sup>. Im Gegensatz zu Benzin und Gas sind wir hier derzeit von einem einzigen Land abhängig. Setzt China die Eingliederung von Taiwan mit militärischen Mitteln durch, so ist eine Situation wie beim Gaslieferanten Russland voraussehbar. Nur sind bei den Solarpanelen andere Lieferanten nicht in Sicht. Zudem wären sie auch mit massiven Problemen bei der Lieferung von Bestandteilen konfrontiert, die ebenfalls in China konzentriert sind.

2022 (bei einer Solarproduktion von 4 TWh) wurden schon über 936 Tonnen Solarpanels zum Rezyklieren exportiert<sup>53)</sup>. Gemäss Swissolar wird dieses Konzept auch für 10 mal mehr Solarkraft (40 TWh mit über 100'000'000 m<sup>2</sup> Solarpanels) funktionieren. Ist das so ? Und wie viel Lager- und Transport braucht das ?



# Der Elefant im Raum: Die Kernkraftwerke

## Den Tatsachen in die Augen schauen

### Kernkraftwerke

produzierten im Winter 2022/23 in der Schweiz

**37 %**

unseres gesamten Winterstromverbrauchs

## Unsere AKW altern

2035 sind Beznau 66/64 jährig; Gösgen 56 jährig; Leibstadt 51 jährig

**Alternde Maschinen  
müssen irgendwann abgestellt werden**

**Einfach laufen lassen,  
ist politisch bequem:**

Witterungsunabhängig,  
viel Strom; kaum CO<sub>2</sub> Austoss  
Wenig Platzbedarf; Die Netze existieren schon  
wenig Lieferisiko für Brennstoff  
z.B. aus Australien; Kanada

**Geplanter Ausstieg  
Darüber nachzudenken,  
ist unbequem**

Dann müsste man ja über Ersatz  
für den ausfallenden Strom  
nachdenken  
Das Beispiel Mühleberg S. 57a

**Oder doch neue AKW ?**

Nicht umsonst leisten Kernkraftwerke nebst der Wasserkraft den grössten Teil unserer Stromversorgung. Sie bieten maximale Energiemenge auf minimalem Platz. Das führt zu kleinster Belastung von Natur und Landschaft. Umgekehrt kann die massive Energiedichte bei unkontrollierten Ereignissen massive Folgen haben. Solche sind zufolge ausgeprägter Vorsichtsmassnahmen in Westeuropa bisher nicht vorgekommen.

Der Betriebsstoff Uran wird u.a. in Kanada und Australien gewonnen. Angereichert wird es in den USA, Russland und Holland.

Baut man Kernkraftwerke an den bestehenden Standorten, so dürften die bestehenden Stromnetze im Wesentlichen ausreichen. Während die reinen Bauzeiten bei z.B. südkoreanischen AKW mit 8- 11 Jahren <sup>29),30)</sup> nicht länger sind als bei Staumauern, ist die politische und administrative Vorlaufzeit ein massiver Nachteil der Kernkraft.

Unsere AKW altern. 2035 sind Beznau 66/64 Jahre, Gösgen 56, Leibstadt 51 Jahre in Betrieb. Alternde Maschinen müssen irgendwann ersetzt oder abgestellt werden. Neue AKW sind derzeit gesetzlich verboten <sup>54)</sup>. Das ergibt im Umgang mit den AKW

## drei Varianten:

**AKW weiter laufen lassen, bis sie unsicher werden**

**AKW geplant abstellen**

**Alte AKW durch neue ersetzen**



# Alternde AKW

## Ungeplanter Ausfall : Zusatzrisiken

Ein paar Praxisbeispiele

**Kernkraftwerke laufen lassen  
bis sie unsicher sind**  
tönt vernünftig

aber

## Ungeplantes Abstellen kann sehr teuer sein

### Fall Leibstadt 2021

„Leibstadt-Eigner verlieren fast eine halbe Milliarde Franken.“  
NZZ vom 13. und 14. 1. 2022

„Der grösste Schaden ist... entstanden, dass sie sich unter Zeitdruck am Markt mit Ersatzenergie eindecken mussten, um ihren Lieferverpflichtungen nachzukommen.“  
Für den geplanten Teil des Stillstandes dürften sich die Leibstadt-Eigner eingedeckt haben. Der nicht gedeckte Teil müsste dann aus den 40 Tagen ungeplantem Stillstand entstanden sein.

Hätte Leibstadt im September 2022 ungeplant abgestellt werden müssen, so hätte sie sich allein für 6 Monate mit Strom am Markt eindecken müssen. Das hätte an der EU-Strombörse z.B. am 14.9.2022 pro MWh ca. EUR 525 für Q4/22 und EUR 675 für Q4/23 gekostet. Für die fehlenden ca. 4500 GWh des Leibstadt-Stroms hätte das

für diese 6 Monate allein  
**über 2.5 Milliarden gekostet**

Zahlen: EEX Strombörse <sup>15)</sup>

### Fall Uniper (Deutschland) 2022

Der Gasstop der Russen zwang den deutschen Grossproduzenten Uniper, den bereits verkauften Strom am Markt zuzukaufen. Das ergab einen Riesenverlust. Die Uniper musste für EUR 50 Mia. nationalisiert werden.

(NZZ vom 17.12.22)

### Fall Electricité de France 2022

Sie ist dermassen überschuldet, dass sie 2022 verstaatlicht werden musste  
(NZZ vom 14.7.2022)

### Der Fall Axpo

Der Bund hat per Notrecht der Branche einen Rettungsschirm von 10 Milliarden Franken und der Axpo eine Kreditlinie von 4 Milliarden Franken bereitgestellt

(NZZ vom 17.9.2022;  
Tagesanzeiger vom 27.9.2022)

**Milliarden für Ersatzstrom und Schutzschirme  
statt für Investitionen ?**

## AKW weiter laufen lassen

Alternde Maschinen einfach weiter laufen lassen, bis sie stottern und schliesslich ungeplant den Geist aufgeben, ist nicht gerade gängige schweizerische Industriepolitik.

Andererseits ist diese Lösung politisch weitaus am bequemsten. Man muss keine unpopulären Entscheide treffen, kann die Dinge einfach ohne weitere Massnahmen ihren Gang laufen lassen.

Das ist nicht frei von Risiken. Was bei ungeplantem Ausfall von Grosskraftwerken passieren kann, ist auf der gegenüberliegenden Seite beschrieben.

Das 2016 in Südkorea fertig gestellte AKW Shin-Kori 3 in der Grösse von Leibstadt hat Baukosten von \$ 3.3 Milliarden verursacht<sup>56)</sup>. So viel ist auch für das geplante amerikanische AKW in Polen budgetiert. Budgetüberschreitungen gibt es überall. Sie halten sich aber in Grenzen, wenn man nicht gerade mit den Franzosen baut. Auch wenn man bei uns von deutlich höheren Baukosten ausgeht, (drei - vier mal mehr, z.B. \$ 12 Mia.) zeigt der Vergleich doch eines klar:

Die Option «weiter laufen lassen» kann je nach Marktsituation

allein für 6 Monate Betriebsausfall so viel kosten,  
wie 1/5 eines neuen, auf 60 Jahre ausgelegten AKW.

Je länger man die alternden AKW weiter laufen lässt, desto grösser wird ein solches Risiko. Muss Frankreich 2035 wie geplant bei 33 Kernreaktoren mit Reparaturen die Betriebsbewilligungen verlängern<sup>14)</sup>, wächst zudem die Wahrscheinlichkeit, dass die Strompreise im Winter in die Höhe schiessen. Kommt noch dazu, dass der Langzeitbetrieb u.U. so hohe Erneuerungskosten verursacht, dass ein Weiterbetrieb unwirtschaftlich wird.

«Einfach weiter laufen lassen», bis sie unsicher werden, ist damit nicht wirklich eine zukunftstaugliche Option. Das Problem wird zudem einfach an die nächste Generation weitergereicht.

## **Geplantes Abstellen alternder AKW**

Das Schweizerische Beispiel für diese Variante ist das 1972 in Betrieb genommene und 2019 abgestellte AKW Mühleberg. Für eine Verlängerung der Betriebsbewilligung über den 40-jährigen Betrieb hinaus verlangte das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), nebst den normalen jährlichen Investitionen in Verbesserungen spezielle „Nachrüstmassnahmen für einen unbefristeten Langzeitbetrieb“. Die BKW schätzte die Kosten 2012 auf 170 Millionen, andere gingen von 400 Millionen aus. BKW erzielte 2010 ein Gesamtergebnis von 82 Mio., 2011 einen Verlust von 66 Mio.

Angesichts der damals vorherrschenden Preise für Elektrizität von ca. € 50.- pro MWh hätte sich für BKW eine dauernde Verlustsituation ergeben. Der Verwaltungsrat beschloss deshalb 2013, den Betrieb per Ende 2019 stillzulegen. Ein 2008 eingereichtes Gesuch für einen kompletten Neubau über eine separate Gesellschaft wurde nach den Ereignissen in Fukushima vom Bundesrat sistiert und später verboten.

Drei Fragen stellen sich heute (gescheiter, wie man im Nachhinein immer ist):

Hätte man das AKW auch geschlossen, wenn man die Strompreisentwicklung der letzten 3 Jahre gekannt hätte? (vorn S. 19)

Hätte der Bund damals die „Nachrüstmassnahmen“ von Fr. 170 Mio. oder Fr. 400 Mio. für einen Betrieb bis 2032 übernommen, wenn man gewusst hätte, dass man 10 Jahre später für ein Notkraftwerk im Dorf Birr für 4 Jahre Fr. 470 Mio. plus für die Sicherung einer Wasserkraftreserve für 1 Jahr 296 Mio € bezahlen und einen Rettungsschirm von 4 Milliarden aufspannen musste?

Ist ein für die Versorgungssicherheit wichtiges Kernkraftwerk in einer Firma mit teils privaten Eigentümern in den richtigen Händen?

## **Neue AKW**

Heute sind neue AKW gesetzlich verboten<sup>54)</sup>. Derzeit läuft eine Initiative („Jederzeit Strom; Blackout stoppen). Kommt sie zustande, werden wir in nächster Zeit in einer Volksabstimmung entscheiden, ob das Verbot aufzuheben ist und damit, ob wir das Netto-Null-Ziel mit oder ohne unsere zweitgrösste Winter-Stromquelle, die Kernkraft, anstreben wollen.

Südkorea rechnet für Planung und Bau (ohne Politischen Vorlauf) mit ca. 10 Jahren. Neue Kleinreaktoren sollen weniger Planungs- und Bauzeit benötigen.

## **Entsorgung von Abfällen und stillgelegten Betrieben**

AKW produzieren betriebliche Abfallstoffe, die bei unsachgemässer Behandlung gefährlich sind. Sie lagern seit 1989 in einer oberirdischen Halle von 68 m Länge und 41 m Breite in Würenlingen. Die zuständige amtliche Genossenschaft NAGRA und das ENSI sehen in der Lagerung 2 km von den nächsten Dörfern kein sicherheitsrelevantes Problem. Eine geologische Tiefenlagerung ist seit 1972 in Arbeit und es sollen weitere 30 Jahre verstreichen, bis die dazumal seit 60 Jahren in einer simplen Halle befindlichen Abfälle dort eingelagert werden können.<sup>57)</sup> Dort werden auch die nicht anderweitig verwertbaren Materialien aus dem Abbruch des AKW Mühleberg eingelagert. Wäre die Umlagerung aus den Dörfern in ein unterirdisches Behältnis wirklich sicherheitsrelevant, hätte man vielleicht etwas rascher gemacht.

Die Kosten werden aus den Betriebserträgen der AKW zurückgestellt. Strittig ist, ob sie ausreichen. Die nächsten Jahre und der Bau des geologischen Tiefenlagers werden es zeigen. Der Abbruch des AKW Mühleberg ist derzeit innerhalb des Budgets.

# Hoffnungsträger: Neue Ideen

## Hoffnungsträger Wasserstoff/Methan

Die von Roger Nordmann <sup>58)</sup> zur Diskussion gestellte Möglichkeit „Solar, Synthesegas und Industrie“, ist an sich eine bestechende Idee: Wenn wir nach einer Verzehnfachung unserer Solarstromproduktion im Sommer viel zu viel Strom produzieren, sorgen wir dafür, dass wir diese Energie auch im Winter brauchen können <sup>58)</sup>. Umweltfreundlich wäre der Gebrauch von Synthesegas, z.B. auch für Flugzeugtriebstoffe.

Der Energieverlust für die Gasproduktion, die Produktion der Speicher und der Rückwandlung von Gas zu Strom sind allerdings beträchtlich. Nordmann erläutert: (S. 204)

Verwendet man als Gas Wasserstoff, so stehen im Winter noch 64 % des ursprünglich im Sommer verwendeten Stroms zur Verfügung.

1 TWh braucht 800'000 m<sup>3</sup> Speicher. Wasserstoff muss mit einem Druck von 700 bar gespeichert werden, was massive Speichervorrichtungen erfordert. Für 1 TWh würde es 6000 Tanks von 23 Metern Höhe brauchen <sup>58)</sup>. Und für die benötigten 20 TWh ? Der Transport des Gases ist auch mit einer Abkühlung auf minus 253 Grad möglich. Wasserstoff ist explosiv. Vertrauen in die Ingenieure ist gefragt.

Etwas vereinfacht würde das Speicherproblem mit Methangas. Allerdings sinkt der Wirkungsgrad dort zufolge komplizierterer chemischer Umwandlung auf 56 %. Seit längerer Zeit ist im Grimselgebiet ein unterirdisches Speicherprojekt in Planung. Dort würde gemäss Nordmann (S. 206) ein Druck von 300 bar ausreichen. Autoreifen laufen übrigens mit 2.5 bar.

In vier mit Metall ausgekleidete Kavernen könnte man 1.2 TWh speichern. Der Winterbedarf von 20 TWh benötigt allerdings ein grösseres Volumen. Nordmann schätzt es (S. 206) etwas kleiner als die beiden Röhren des Gotthard-Basistunnels, alle auf einen Druck von 300 bar ausgelegt, mit den nötigen Sicherheitselementen <sup>58)</sup>.

In der Politikersprache würde man das „herausfordernd“, „ambitiös“ nennen. Und wie in der Sprache von Realos ?

Sobald diese Technologie ausgereift ist, die Standortfragen geklärt und die Finanzen ermittelt sind, kann sie in die Generelle Planung im Nationalen Investitionsprojekt für Strom einbezogen werden. Mit der Planung bis dann zuzuwarten, wäre allerdings nicht zu verantworten.

## Hoffnungsträger Fernwärme aus Daten-Speichern

Heutige Rechenzentren, Clouds und allgemein Wissenschaftliche Fortschritte brauchen immer mehr zentrale Einrichtungen für die Speicherung, Verarbeitung und Verfügbarkeit von Daten. Sie werden immer grösser. Die ETH Lausanne schätzt, 54 % ihres Energieverbrauchs seien dafür nötig. Diese Einrichtungen erzeugen grosse Mengen an Wärme. Da die Wärme-Verbraucher meist nicht in der Nähe angesiedelt sind, braucht es aufwändige Verteilnetze, die eine Umwandlung in höhere Temperaturen voraussetzen. Diese technische Möglichkeit wird deshalb nur sehr teilweise genutzt <sup>61)</sup>.

## Hoffnungsträger Kernfusion

Chemische Elemente nicht spalten wie bei den heutigen AKW, sondern zusammenfügen. Seit Jahren forscht man daran. Auf der Website des Kraftwerks Gösgen kann man sich über die Vorteile und ein paar Details (wie z.B. Hitzeentwicklung von 100 Millionen Grad) orientieren. Auch hier: Wenn einsatzreif, in die Planung einbeziehen. Vor 2050 glauben allerdings nur die grössten Optimisten daran.



## Hoffnungsträger: Batterien (z.B. Autobatterien) als Speicher

Da Solarkraft unregelmässig anfällt, sind Speicher nötig. Sie sind erhältlich, allerdings nur für kleine Strommengen.

Der grösste Batteriepark Europas steht in Cottingham, umfasst massive Bauten auf einer Fläche mehrerer Fussballfelder.

Cottingham kann 0.0002 TWh liefern,  
10 Minuten Produktion des AKW Leibstadt <sup>59)</sup>.

Auch wer auf die Kapazität von Autobatterien zählt, dürfte nach einer Studie der ETH ernüchert sein: Würde man sämtliche Batterien von 2 Millionen E-Autos ins Netz speisen, ergäbe das 0.02 TWh <sup>81)</sup>.

Damit ist die Stromquelle: Strom aus Auto- oder anderen Batterien (Neudeutsch „vehicle to grid“) für den Alltagsverbrauch dem Reich der Kleinstmengen zuzuordnen, zwar zu empfehlen für Private, aber kein wirklicher Beitrag zur Versorgungssicherheit.

## Hoffnungsträger Geothermie

Das Paul-Scherrer-Institut schreibt, sie sei 2035 noch nicht für grössere Produktion verfügbar. Für 2050 schätzt sie die Kosten, sofern überhaupt verfügbar, auf 13- 47 Rappen pro kWh <sup>60)</sup>. Unter Berücksichtigung der politischen Widerstände gegen die Verwandtschaft zum Fracking: Die Hoffnung stirbt zuletzt.



### Grösster Batteriepark Europas

Cottingham (Kapazität 196 MWh)  
= 10 Minuten Produktion des AKW Leibstadt



### Alle Autobatterien der Schweiz

Annahme ETH für 2035 ca. 2 Mio E-Autos  
Kapazität von total ca. 20'000 MWh = 0.02 TWh



# Widerstände gegen Stromprojekte

## Bei erneuerbaren Energien

Die ETH <sup>41)</sup> nennt als Potential der Windkraft (vorn S. 46) für die ganze Schweiz 2.5 TWh Winterstrom. Die dafür benötigten 760 Turbinen wecken schon im Vorplanungsstadium bei der betroffenen Bevölkerung massiven Widerstand. Gemeinden haben in ihren Bauordnungen Abstände von Häusern definiert, die den Bau vermindern bis verhindern würde. Darüber wird prozessiert, jeweils für 0.0... TWh

Bei alpinen Solaranlagen sind die Gemeinden deutlich besser einbezogen und sind häufig mit den Projekten einverstanden. Trotzdem opponieren Verbände. Einsprachen, Abstimmungen (z.B. im Kanton Wallis) folgen. Auch hier Prozesse, Einsprachen für jeweils für 0.0... TWh

Über die Erweiterung des Grimselsees mit sofort steuerbarer, im Winter voll einsetzbarer Energie von 0.24 TWh in einem einzelnen Projekte wird seit über 25 Jahren prozessiert, obschon die Gemeinden und ihre Bevölkerung sich längst damit einverstanden erklärt haben.

### **Damit stellt sich die Frage der Verhältnismässigkeit zwischen Eingriffen in Natur und Landschaft und dem Stromertrag**

In der Abstimmung über die Kernenergie bestimmen wir, ob wir neue Kernkraftwerke wollen. Ein neues AKW könnte 5 TWh Winterstrom erzeugen. Stimmen wir zu, so behalten wir uns die Option offen, Landschaft und Wald für die Turbinen und Zugangsschneisen oder Alpen für den Solarstrom nur dort einzusetzen, wo das Projekt verhältnismässig ist. Lehnen wir ab, so schaffen wir einen Sachzwang zur vollen Ausnützung des Potentials

## Widerstände bei Kernkraftwerken

Bei der Wasserkraft traut man den Ingenieuren, dass die Staumauer der Grande Dixence, die immerhin bei einem Dambruch das ganze Wallis fluten könnte, hält. Beim Dambruch in Libyen 2023 starben 11'300 Menschen (NZZ vom 18.9.2023). Auch die Bewältigung der Lebensgefahr, die von der Elektrizität als solche ausgeht, wird den Ingenieuren problemlos zugetraut.

Den Ingenieuren bei Kernkraftwerken traut man dagegen nicht, dass sie mit den nötigen Schutzmassnahmen Katastrophen verhindern könnten. Noch seltsamer: Bei bestehenden Kernkraftwerken, auch wenn sie altern, geht in der öffentlichen Wahrnehmung keine existentielle Gefahr aus. Bei neuen AKW hingegen, da könne man offenbar die Gefahr nur mit einem absoluten Verbot unter Kontrolle bringen. Der angstgesteuerte Widerstand ist gross.

Baut man die neuen AKW an der Stelle der alten, dann gibt es keine Veränderungen in Natur- und Landschaftsschutz. Aufwändige Anpassungen der Überland-Stromleitungen sind nicht nötig. Die klassischen Widerstandselemente sind nicht relevant.

Relevant ist dagegen der Beitrag, den die Kernkraft zur Bewältigung des Winterstromproblems und des Netto-Null-Ziels leisten kann. Einerseits können damit wesentliche Teile der Lücke zwischen dem Bedarf und der Produktion geschlossen werden. Andererseits könnte ein einziges AKW mit seinen 5 TWh deutlich mehr Winterstrom liefern, als die 300 umstrittenen Windräder und 100 Alpin-Solaranlagen Grösse Gondo zusammen. Zeit also, in einer Volksabstimmung die Frage zu entscheiden, ob wir das Netto-Null-Ziel mit oder ohne Kernkraft bewältigen wollen. Die Initiative «Jederzeit Strom für alle, Blackout stoppen» <sup>65)</sup> gibt dazu Gelegenheit. Mit einem geeigneten Gegenvorschlag könnte auch gleichzeitig in einer separaten Abstimmung die nötige Organisation und der effiziente Entscheidungsmechanismus zwischen Versorgungssicherheit und Schutzobjekten geschaffen werden.

## Planungsvarianten

### Der Energiemix

Jede Energiequelle hat ihre Risiken. Bei der Beschaffung der Produktionseinrichtungen und Ersatzteilen sind wir

**bei allen Energiequellen  
auf ausländische Lieferanten angewiesen,**

teilweise mit monopolähnlicher Stellung

Das gilt für Solarpaneele, Windturbinen, Kernkraftwerke, bis zum Stahl für unsere Wasserkrafteinrichtungen. Wie rasch Lieferketten in die Krise geraten können, hat uns die Pandemie und die Ukraine-Krise drastisch vor Augen geführt.

Bei den Betriebsstoffen sind wir zwar bei Solar- und Windkraft nicht auf ausländische Lieferanten angewiesen, dafür aber auf gutes Wetter oder Wind.

Je vielfältiger die Bezugsquellen, desto besser.

Es ist deshalb unerlässlich,

**möglichst viele verschiedenen Energiequellen**

in die Produktion einzubeziehen. Jede hat ihre Vor- und Nachteile. Aber jede hat verschiedene Lieferketten, die voraussichtlich nicht alle gleichzeitig in Schwierigkeiten geraten.

Im folgenden werden drei Planungsvarianten skizziert, die sich aus den oben skizzierten Planungsgrundlagen und den möglichen politischen Weichenstellungen ergeben.

Vergleichsbasis bei allen ist der vorn S. 10 für 2050 ermittelte Winterstromverbrauch von > 54 TWh. (Details S. 5 und 7)

## Variante «deutlich höherer Zubau»

2023 setzte die Politik folgende Ziele (vorn S. 9 f): Netto Null fossile Energie; keine neuen AKW und nebst Wasser 45 TWh erneuerbare Energie pro Jahr. Damit produzieren wir nach dem Plan 2023 34 TWh Winterstrom. Für den bisherigen Verbrauch plus neue Elektrizität für Autos und Wärmepumpen brauchen wir aber 54 TWh (vorn S. 10 f). Das bedingt einen deutlich höheren Zubau. Das ergibt die Planungsvariante „Zubau +“, z.B.

### Winterstrom 2050

Anforderungen für Zubau plus	Plan 2023 TWh	Zubau + TWh
Wasserkraft bisher	18	18
Wasserkraft Zubau: 1 resp. 2 mal Runder Tisch	1	2
Solarkraft bisher	1	1
Solarkraft Tal (1.5 resp. 3.7 mal Zubau 2022)	10.5	28
Solarkraft Alpin (50 resp. 100 mal Gondo)	0.5	1
Windkraft, bisher 41 Turbinen	0.1	0.1
Windkraft Zubau: (450 resp. 760 Turbinen)	1.9	2.9
Rest	1	1
<b>Total Winterstrom 2050</b>	<b>34</b>	<b>54</b>

Weitere Beispiele S. 7

Die Summe der Wunschvorstellungen (Netto-Null, jetziger Verbrauch, keine AKW) erfordern demnach folgenden Zubau+:

Die 16 Projekte des «Runden Tisches» verdoppeln Solarkraft Tal jedes Jahr 3,7 mal so viel Zubau wie 2022  
120 Alpine Solarprojekte in der Grösse von Gondo  
Das von der ETH ermittelte Potential von 760 Windturbinen voll realisieren

Politiker würden diesen Zubau als «herausfordernd», «ambitiös» bezeichnen. Und Realos ?

Und ob selbst der erhöhte Zubau bei der Volatilität der Energie-lieferungen und der Winterflaute aus Solar- und Windkraft ausreichen würde, ist nicht sicher.

So sei das natürlich nicht gemeint, sagen die Politiker. Der heutige Verbrauch von 34 TWh müsse natürlich um die Einsparungen beim Verbrauch gekürzt werden. Das führt zur zweiten Variante:

### Variante Stromsparen

Auch hier ist Ausgangspunkt der Plan 2023 mit dem Verbrauch von mindestens 54 TWh und der Produktion von 34 TWh (wie auf S. 11)

Statt die fehlenden 20 TWh durch forcierte Produktion zu erreichen, sparen wir sie bei dieser Variante ein. Die Einsparungen wären beträchtlich (60 % weniger Stromlieferungen als heute: Winterverbrauch von 34 TWh).

## **Variante Stromsparen = «Staatliche Beschränkung im Stromverbrauch»**

Freiwilliges Sparen hat bisher trotz grosser Bemühungen per saldo nicht zu Einsparungen geführt <sup>40)</sup>. Der technische Fortschritt hat nebst Einsparungen immer auch zu Mehrverbrauch geführt.

Die Bevölkerung hat zugenommen. Und zu realistischen Annahmen für Speichermöglichkeiten mit Batterien vgl. vorn S. 60 mit Wasserstoff oder Methan S. 58. Erzielt die Wissenschaft nicht deutlich effizientere Resultate in der Gleichung „Einsparungen plus Speicher vs. Mehrverbrauch“ als in den letzten 20 Jahren, so führt das zur vorn skizzierten 20 TWh Winterlücke.

Stecken dann auch die Nachbarstaaten selbst in Mangellage, exportieren sie im Winter nicht mehr und wir bleiben auf dem Strommangel sitzen.

Hat man im Winter 20 TWh Strom zu wenig und jeder deckt einfach wild seinen Bedarf weiter, dann sind die Reserven in der Wasserkraft bald einmal aufgebraucht und die Speicher leer. Bei Nacht- und Witterungslücken gibt es dann weder für die Haushalte, noch für die Industrie oder Spitäler Strom aus dem Netz. Man müsste also rechtzeitig dafür sorgen, dass die noch verfügbare Menge zweckmässig verteilt wird.

Wie man im 2. Weltkrieg mit den Lebensmittel-«märkli» die knapp vorhandenen Lebensmittel gerecht verteilte, so müsste eine staatliche Stelle den Strom rationieren. Die Methoden wären den modernen technischen Mitteln angepasst, würden aber Zusatzinvestitionen bei allen Verbrauchern zur Durchsetzung der Rationierung erfordern.

### **Dabei muss eine staatliche Stelle bestimmen, wer wann wie viel Strom beziehen kann.**

Herr Meier, Beamter beim Bund, entscheidet dann, ob die Maschinenfabrik in Winterthur oder Schreiner Müller im Tösstal Strom erhält. Möglich. Aber ist das eine zukunftstaugliche Politik ?

## **Variante «Neue Kernkraftwerke bauen»**

Füllen wir die ermittelte Lücke mit Kernkraftwerken statt mit deutlich höherem Zubau von Alpinsolar- und Windkraftprojekten oder Stromrationierung, so brauchen wir nebst dem Ausbau gemäss Plan 2023 für die Lücke von 20 TWh beim Winterstrom vier Kernkraftwerke von der Grösse Leibstadt.

Baut man sie je an der Stelle der heutigen Kernkraftwerke, so sind die Stromleitungen im Wesentlichen ausreichend. Die koreanischen Kraftwerkbauer haben z.B. in den von ihnen gebauten Standardwerken in Korea und Arabien 10 Jahre gebraucht. Hält sich der «Swiss Finish» in Grenzen, und wird eine positive Volksabstimmung auch gegen Widerstände durchgesetzt, so dürften 10 - 12 Jahre ab dem positiven Volksentscheid realisierbar sein.

Das wird nicht ausreichen, um die vorn beschriebene Importsituation im Jahre 2035 zu sanieren. Für die Übergangszeit sind weitere Gaskraftwerke zu planen, die kürzere Bauzeiten haben und deren Einsatz sich voll auf die Lücken im Winter konzentrieren kann. Im Sommer und nach dem Bau der neuen AKW können die Gaskraftwerke stillgelegt werden. Je rascher mit dem Bau der AKW begonnen wird, desto schneller wird das Netto-Null-Ziel realisiert.

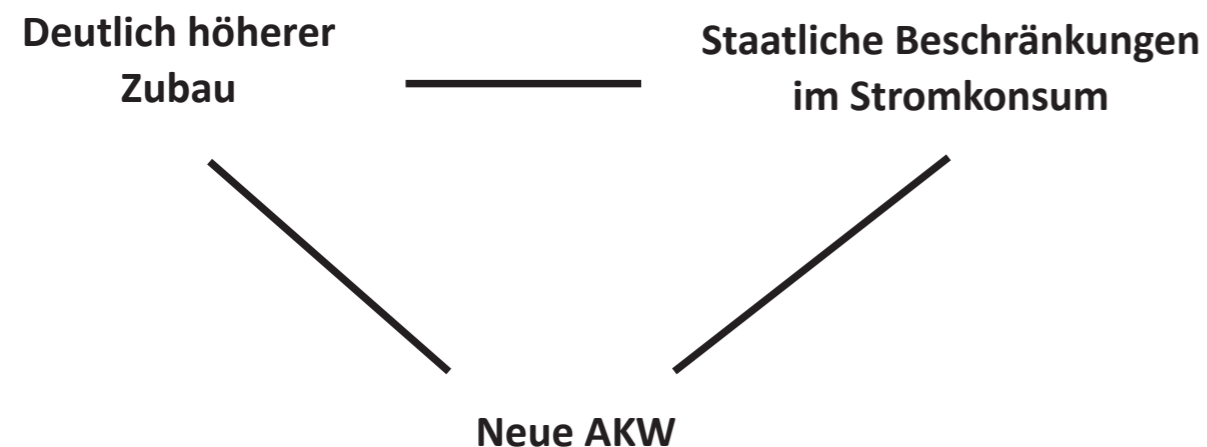
Zeigt die Wissenschaft neue geeignete Energiequellen auf, so kann nach deren praktischer Erprobung auf die Fortsetzung des Baus von AKW verzichtet werden.

Voraussetzung ist ein rechtzeitiger Volksentscheid zugunsten neuer Kernkraftwerke, *ein* Planungs- und Bewilligungsverfahren mit *einer* Planungsinstanz, der vorn zitierte oder ein anderer rasch wirksamer Entscheidungsweg. Lassen wir bei allen Stromquellen 25 Jahre Prozessieren wie beim Kraftwerk Grimsel zu, so landen wir unvermeidlich bei der Variante „Staatliche Beschränkungen im Stromverbrauch“.



# Die Winterlücke von 20 TWh

Wie füllen?



Die drei Grundvarianten zeigen, wie man die Winterlücke von 20 TWh füllen könnte. Natürlich gibt es x andere Varianten, Mischungen etc. etc.

Aber eines ist klar:

Für eine geregelte Zukunft unserer Stromversorgung braucht es sehr bald

## Änderungen im jetzigen Rechtssystem

mit Abstimmungen zur

1. Entscheid über Stromzukunft Schweiz mit oder ohne neue AKW
2. Deblockierung der Bewilligungsverfahren

Ohne positive Abstimmungen in dieser Richtung landen wir unvermeidlich bei

## Staatlichen Zwangsvorschriften im Stromkonsum

samt einem dauernden Kampf um Zuteilung der knappen Stromressourcen

und

**dauerndem Notrecht.**

# Die Finanzierung

## Versorgungssicherheit kostet

Wir lesen, dass die Engländer lecke Abwassersysteme haben, ihre Schulhäuser wegen Baumängeln geräumt werden müssen. Viel zu wenige Investitionen in die Infrastruktur. Wir sind zwar bei den Schulhäusern und dem Abwassersystem besser. Aber bei der Stromversorgung? Hier haben in den letzten 20 Jahren nur minimale Investitionen getätigt. Daraus hat sich ein Stau ergeben, den wir in den nächsten Jahren mit erhöhten Investitionen aufholen müssen.

Kosten können erst bei Vorliegen der Einzelprojekte seriös geschätzt werden. Im jetzigen Zustand der Planung sind nur grobe Voraussagen möglich. Es geht bei den folgenden Zahlen

### nur um Größenordnungen

Die Zahlen stützen sich auf die im folgenden zitierten Schätzungen auf den Webseiten der Eigentümer und Musteranlagen.

## Anlagekosten der Wasserkraft

Für die Projekte aus dem «Runden Tisch» sind folgende Kosten zu erwarten

	GWh	Mio. Fr.
Grimsel	240	235
Trift	215	450
Gorner	650	250
Gougra	120	235
Chummensee	165	450
Die 5 Projekte mit je mehr als 100 GWh	1'390	1'620
Übrige Projekte Runder Tisch	610	710
Total Runder Tisch	2'000	2'330
Subventionen 60 %		1'400

Für die Projekte aus dem „Runden Tisch“ mit einer Produktion von 2 TWh pro Jahr ist mit Kosten in der Grössenordnung von 2'400 Mio. zu rechnen, für Wasserkraft also **1.2 Milliarden pro TWh**.

Berechnungsgrundlagen im Anhang 3, S. 94

## Anlagekosten Solarkraft auf Dächern etc.

Die führende Solarinstitution Swissolar rechnet in ihrer PV-Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Kosten von Fr. 1'500.-<sup>66)</sup> pro kWp für mittlere Solardächer (30 kWp). Wollen wir für die von der Politik geforderten 45 TWh an erneuerbaren Energien 40 TWh pro Jahr durch Solarkraft im Tal erreichen, so führt das zu Kosten von Grössenordnung 60 Milliarden, d.h. **1.5 Milliarden pro TWh**. (Berechnungsgrundlagen Anhang 3, S. 95)

Dafür müssen wir in jedem der 27 Jahre bis 2050 ca. 1.5 TWh zu bauen.

## Anlagekosten Solarkraft Alpin

Die Websites der Solaranlage der Axpo am Muttsee im Linth-Limmerngebiet<sup>46)</sup> und des Solar-Alpin Projekts Gondo im Wallis<sup>47)</sup>, ergänzt durch Schätzungen der NZZ<sup>67)</sup>, ergeben für die von der Politik geforderten 2 TWh pro Jahr Anlagekosten von 4.4 Milliarden, **d.h. 2.2 Milliarden pro TWh**. (Berechnungsgrundlagen Anhang 3, S. 95) Für diese 2 TWh pro Jahr würde es mehr als 100 Anlagen in der Grösse von Gondo brauchen.

## Anlagekosten Windkraft

Das Projekt Mollendruz soll laut Website mit seinen 12 Turbinen ca. 0.1 TWh produzieren und 90 Mio. kosten<sup>68)</sup>. Wollen wir für die von der Politik geforderten 45 TWh an erneuerbaren Energien 3 TWh pro Jahr durch Windkraft erreichen, so kommt man mit ca. 360 Turbinen auf Investitionskosten von 2.7 Milliarden, **d.h. 0.9 Milliarden pro TWh**. Der schwedische Hersteller und Betreiber Vattenfall teilt allerdings mit, die Kosten der Windkraft seien allein in den ersten 8 Monaten 2023 um 40 % gestiegen<sup>82)</sup>.

## Anlagekosten Kernkraftwerke

Derzeit gibt es ausser Russland vier Hersteller, die in grösserer Zahl Kernkraftwerke im In- und Ausland hergestellt haben: Frankreich, Westinghouse aus den USA, General Electric/Hitachi aus USA/Japan und KEPCO aus Südkorea. Die Franzosen sind für ihre Termin- und Budgetüberschreitungen berüchtigt. Das von ihnen gebaute AKW Olkiluoto (Produktion 13 TWh pro Jahr) kostete nach ersten Schätzungen von € 4.5 Mia. schliesslich € 11 Mia, pro TWh also € 0.85 Mia.<sup>79)</sup> Sie haben derzeit noch in England zwei Projekte im Bau und planen weitere in Frankreich.

Der amerikanische Produzent Westinghouse hatte 2 Grossaufträge in den USA, autorisiert 2012. Dann geriet die Firma 2017 in Konkurs, verlor einen der beiden Aufträge, konnte aber die beiden Reaktoren im Projekt Vogtle zu ende führen. Der eine wurde 2023 fertiggestellt, der andere voraussichtlich 2024. Aus dem Budget für die zwei Reaktoren von US\$ 14 Mia wurden über US\$ 30 Mia<sup>69)</sup>. Derzeit haben sie einen neuen Vertrag in Polen.

Erfolgreicher ist die Südkoreanische Firma KEPCO unterwegs. Sie hat in den letzten Jahren im eigenen Land und in Abu Dhabi über 10 Reaktoren gebaut. Dabei haben die Südkoreaner im eigenen Land und in Arabien jeweils 8-11 Jahre von Baubeginn bis Betriebsaufnahme eines Reaktors gebraucht.

Die Kosten der Koreaner für ihre Standardkraftwerke in Korea werden mit US\$ 3 Mia. bis 3,3 Mia. pro Block angegeben<sup>29)</sup>. Die Standardblöcke dürften pro Jahr ca. 11 TWh produzieren. Für die Schweiz gehen wir für die folgenden Vergleiche von 3- 4 mal den Kosten in Südkorea aus. Das ergibt z.B. US\$ 12 Mia. (CHF 11 Mia). für einen Block mit einer Produktion von 11 TWh, d.h. **1 Milliarde pro TWh**. Wollen wir die aus dem Plan 2023 entstehende Winterlücke von 20 TWh durch Kernkraftwerke füllen, so braucht es pro Jahr eine Produktion von 40 TWh. Damit stellen sich die gesamten Baukosten auf geschätzte 40 Milliarden.

Werden die serienmässig gefertigten Klein-AKW (Small Modular Reactors) betriebsreif, so dürften sich die Kosten und Bauzeiten massiv reduzieren. Derzeit sind mehrere Produzenten daran, die nötigen Bewilligungen zu erreichen. In den USA und Kanada haben die Behörden 2023 „areas requiring further development“ definiert. Ziel wären Bewilligungen bis 2027. Mit diversen europäischen Staaten stehen die Verkaufsverhandlungen vor dem Abschluss. Dabei wird mit Kosten von 1 Milliarde für die Produktion von 2.5 TWh (**0.25 Milliarden pro TWh**) und einer reinen Bauzeit von 2-3 Jahren gerechnet. (Angaben des Herstellers GE-Hitachi zu ihrem BWRX-300 Projekt).

## Anlagekosten für Back-up mit Gaskraftwerken

Die Studie der schweizerischen Elektrizitätskommission vom 30. November 2021<sup>49)</sup> befasst sich mit Winter-, Witterungs- und Nachtlücken der Solarenergie. Sie empfiehlt für die Übergangszeit Gaskraftwerke, bis genügend anderweitiger Strom verfügbar ist. Sie schätzt die Anlagekosten für die Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer Leistung von knapp 2 TWh auf 1 Milliarde, d.h. **0.5 Milliarden pro TWh**.

Da Gaskraftwerke mit fossiler Energie betrieben werden, sollen sie nur im Winter eingesetzt werden. Ferner sollen sie eingestellt werden, sobald genügend andere Energie vorhanden ist. Unter solchen Umständen ist eine private Teilnahme nicht denkbar. Die Kosten fallen deshalb vollumfänglich beim Staat an. Danach ist (im Gegensatz zu Solar- und Windkraft) mit Kosten für den Betriebsstoff Gas von 100 Mio. pro Jahr (und bei seinem Fehlen Benzin) zu rechnen. Vergleicht man die Kosten mit jenen der Übergangslösungen des Kraftwerks Birr (Miete 4 Jahre 470 Mio.) und Wasserkraftreserve für ein Jahr 296 Mio., so versteht man, dass die ElCom den Bau dieser Spitzenlast-Gaskraftwerke als dringlich einstuft.



## Das Stromnetz

Damit der Strom vom Ort der Erzeugung zu den Verbrauchern gelangt, muss er transportiert werden. Diese Aufgabe übernimmt das Stromnetz. Es ist unterteilt in das Höchstspannungsnetz, das von Swissgrid verwaltet wird und die regionalen und lokalen Verteilnetze, die von anderen Verteilnetzbetreibern verwaltet werden.

Das Stromnetz muss dauernd unterhalten und aufwendig betrieben werden, was sich in ca. 37 % der Stromkosten niederschlägt.

Verschiebt sich die Stromquelle, so sind aufwändige Änderungen am Stromnetz nötig. Die Grössenordnungen hängen vom Umbau der Produktion ab. Bei der geplanten Verzehnfachung der Solar- und Windproduktion ist eine wesentliche Verstärkung des feinmaschigen Netzes für die Einspeisung stark verbreiteter Kleinmengen nötig. Das braucht Investitionen. Der Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen <sup>51)</sup> schätzt

die Baukosten für Verteilnetze auf

**6 Milliarden für das Höchstspannungsnetz**

und

**42 Milliarden für die tieferen Netzebenen**

Verteilt man diese Gesamtkosten auf die 27 Jahre bis 2050, so ergibt das pro Jahr ca. 1.8 Milliarden. Sie fallen beim Höchstspannungsnetz beim Bund an, die übrigen bei den anderen Verteilnetzbetreibern, überwiegend auch staatlich organisiert. Annahme: Die Kosten fallen auf die eine oder andere Weise beim Staat an.

## Zusammenstellung der Anlagekosten

Produktion	Kosten Mio.	Kosten pro Jahr	Subventionen Mio.		
			%	Total	pro Jahr
Wasserkraft	2'400	90	60	1'400	50
Solar Dächer etc.	60'000	2'200	30	18'000	660
Solar Alpin	4'400	160	60	2'600	100
Wind	2'700	100	30	800	30
Back-up Gas	1'000	40	100	1'000	40
AKW	40'000	1'500	100	40'000	1'500
Forschung & Speicher	9'000	330	100	9'000	330
Netzkosten	48'000	1'800	100	48'000	1'800
Total	167'500	6'220		120'800	4'510
<b>Gerundet</b>	<b>168'000</b>	<b>6'200</b>		<b>120'000</b>	<b>4'500</b>

Subventionssätze nach Art. 25 des Energiegesetzes <sup>70)</sup> und für Wasserkraft „Faktenblatt Investitionsbeiträge für Klein- und Grosswasserkraftanlagen vom 23. November 2022“ <sup>71)</sup>

Resultat:

**Für Versorgungssicherheit brauchen wir  
jedes Jahr 4.5 Milliarden**

## Anlagekosten der Stromquellen pro TWh

Poduktion	TWh	Kosten Mio	Kosten Mio pro TWh
Wasserkraft	2	2'400	1'200
Solar Dächer etc.	40	60'000	1'500
Solar Alpin	2	4'400	2'200
Wind	3	2'700	900
Back-up Gas	2	1'000	500
AKW	40	40'000	1'000
Netzkosten		48'000	

## Gesamte Anlagekosten im Vergleich

Bei der Photovoltaik auf Dächern etc. muss man bei der erstmaligen Einrichtung mit ca. 1.5 Mia. pro TWh rechnen (Details S. 75 und 95)

Bei AKW ergeben sich, unter der Annahme, dass die koreanischen Standardanlagen in der Schweiz 3 bis 4 mal so viel kosten wie in Südkorea, Fr. 1 Mia. pro TWh (Details S. 76).

Damit ist Solarkraft schon von den ersten Anlagekosten her teurer als AKW. Solarpanels haben eine Lebensdauer von ca. 25- 30 Jahren<sup>53)</sup>, AKW derzeit 60 Jahre. Beide kann man möglicherweise noch etwas verlängern. Bei beiden sind technische Verbesserungen möglich, die ihre Anlagen im Verlauf der Zeit billiger machen können. Aber der grundsätzliche Unterschied in der Lebensdauer bleibt. Während der Lebensdauer eines AKW muss man die Solarzellen zwei mal installieren. Das erhöht die Anlagekosten der Photovoltaik massiv.

Für Witterungs-, Nacht- und Winterflauten bei der Photovoltaik muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom<sup>49)</sup> rechnet für 1.9 TWh Produktionskapazität mit Gas mit Baukosten von 1 Mia.

Man kann sich darüber streiten, ob man diesen Betrag bei den Anlagekosten der Photovoltaik dazuzählen soll. Aber, wie sich in Deutschland zeigt (vorn S. 16 f), kann man ohne Ersatzstrom bei den Nacht-, Winter- und Witterungslücken nicht von sicherer Stromversorgung durch Solar- und Windkraft allein ausgehen.

Sodann bedingen Photovoltaik und Windkraft einen Ausbau des Verteilungsnetzes, die bei AKW nicht in gleichem Umfang nötig wäre. Rechnet man die Hälfte der Gesamtkosten (48 Mia.) des Verteilnetzes dazu, so verschlechtert sich die Situation bei den Anlagekosten weiter zu Ungunsten der Photovoltaik.

Vor diesem Hintergrund  
**sind die Anlagekosten von AKW  
deutlich tiefer als bei Solar- und Windkraft**

## Betriebskosten

Der Geschäftsbericht des AKW Gösgen <sup>75)</sup> mit seinen 8 TWh Jahresproduktion zeigt Betriebskosten einschliesslich Brennstoffe und Entsorgungsrückstellungen von Fr. 340 Mio. pro Jahr. Das ergibt

Betriebskosten 2022 für das AKW Gösgen von  
Fr. 43 Mio. pro TWh und Jahr

Sonne und Wind liefern die Betriebsstoffe gratis. Wie viel der Unterhalt von Solaranlagen auf die gesamte Lebensdauer ausmacht, ist mangels Angaben nicht eruierbar. Die Anlage Mont Soleil hätte Erfahrungszahlen.

Für Witterungs-, Nacht- und Winterflauten muss Ersatzstrom bereitgestellt werden. Die Studie der ElCom <sup>49)</sup> rechnet für die vorgeschlagenen Kapazitäten mit Gas von 1.9 TWh mit Betriebskosten inkl. Gas von ca. 200 Mio. pro Jahr, also

Betriebskosten für Spitzenlast-Gaswerke von  
Fr. 100 Mio. pro TWh und Jahr

## Entsorgung und Ersatz

Bei den AKW werden die Entsorgungskosten für Anlagen und Brennstoffe mit alljährlichen Rückstellungen in den Betriebskosten eingerechnet. In der Schweiz wird derzeit mit einer Lebensdauer von 60 Jahren gerechnet.

Als Lebensdauer für Solarpanels wird 25- 30 <sup>53)</sup> Jahre angegeben. Sie müssen danach entsorgt und/oder recycelt werden. Dafür werden im Kaufpreis Rückstellungen eingerechnet.

2022, bei 4 TWh Solarproduktion, wurden 936 Tonnen PV-Module zur Recyclierung und/oder Verschrottung exportiert <sup>53)</sup>. Wie viele m<sup>3</sup> und wie viele km für Lastwagen gibt das? Können die Tonnagen für die geplanten 10 mal mehr Solarpanels weiterhin exportiert werden?

## Die Finanzierungsquelle: Der „Netzzuschlag“

Heute werden die neuen Investitionen in Solar- und Windproduktion in erster Linie über den „Netzzuschlag“ finanziert. Er beträgt derzeit 2.3 Rappen pro kWh und bringt pro Jahr beim Netzzuschlagsfonds Einnahmen von ca. 1.2 Milliarden pro Jahr <sup>72)</sup>.

Er ist im Strompreis in die monatliche Stromrechnung an die Stromkunden eingerechnet und wird damit dem Verursacher belastet. Will man das Ziel Netto-Null erreichen, so müssen gemäss der Zusammenstellung S. 81 jährlich 4.5 Milliarden statt die heutigen 1.2 Milliarden zur Verfügung stehen. Das bedingt einen Netzzuschlag von ca. 8.6 Rappen pro kWh.

### Belastung einer Durchschnittsfamilie

Bei einem  $\emptyset$  Verbrauch pro Familie von 4500 kWh pro Jahr ergab das 2021 einen Netzzuschlag pro Familie von Fr. 103.50 pro Jahr. Neu müsste die Familie mit einem Netz-Zuschlag von Fr. 383.- pro Jahr rechnen, ein

### Aufschlag für das Nationale Investitionsprojekt Strom von Fr. 280.- pro Jahr.

Investieren wir diesen Betrag nicht, sondern verlassen uns weiterhin auf Importe, so dürfte das, was 2020-2022 passierte, häufiger vorkommen (vgl. zum Preis-Auf und Ab vorn S. 19 ff) 2022 bezahlte eine Durchschnittsfamilie mit einem Verbrauch von 4500 kWh Fr. 954.- pro Jahr. 2023 waren es 1215.- und 2024 Fr. 1446.- <sup>73),74)</sup>

Die 2017 beschlossene **Importstrategie** <sup>12)</sup> bewirkte also einen

### Aufschlag im normalen Strompreis innert nur 2 Jahren von Fr. 492.- pro Jahr

Das Ergebnis ist klar, einmal mehr:

**Investieren statt importieren**

## Zusammenfassung

### Ausgangspunkt: die Winterstromlücke von > als 20 TWh

Die Wunschliste im Energieplan 2023 (Verzicht auf fossile Energie, Verzicht auf neue AKW, Ausbau der Erneuerbaren Energien (ohne Wasser) auf nur 45 TWh) führt, wie vorn S.10-12 dargelegt, zu einer Winterstromlücke von > 20 TWh. Diese Erkenntnis ist mittlerweile sogar bis zu den Grünen vorgedrungen (Vortrag Regierungsrat M. Neukom (Grüne) vom 22.12.2023)

### Lösungsbemühungen

Weiter hat sich die Einsicht durchgesetzt, dass ohne Änderungen unserer Rechtsordnung auf dem Energiesektor spätestens 2050, vermutlich aber schon deutlich früher der Importbedarf so stark ansteigt, dass er weder von unseren Lieferanten noch von unserem Stromnetz bewältigt werden kann.

Drei Volksabstimmungen sind bereits vorprogrammiert.

- > Der Mantelerlass kommt am 9.6.24 zur Abstimmung
- > Die Volksinitiative „Jederzeit Strom“ ist eingereicht und muss innert der gesetzlichen Fristen zur Abstimmung vorgelegt werden
- > Oft wird zusammen mit Volksinitiativen auch ein Gegenvorschlag zur Abstimmung gebracht

Weitere sind in Vorbereitung

### Weitere Entscheide sind nötig

Keine der Abstimmungen wird das Problem der Winterlücke lösen. Bei allen handelt es sich um Schritte in die richtige Richtung; sie genügen aber nicht. Weder für sich allein noch bei Annahme aller wird die Winterlücke verschwinden.

Dazu braucht es weitere Entscheide, speziell für Grossanlagen.

## Die anstehenden Abstimmungen

### Der Mantelerlass

#### Beseitigt er die Blockaden bei Wasser, Solar- und Windstrom?

Nicht wirklich. Er ist zwar ein Schritt in die richtige Richtung, genügt aber bei weitem nicht zur Beseitigung der Blockaden. Dabei fragt sich der Stimmbürger, ob man den ultrakomplizierten Detailerlass mit seinen kleinmaschigen Vorteilen durchwinken soll oder ob nicht ein veritabler Scherbenhaufen zu grundsätzlichen und rechtzeitig wirksamen Lösungen bei den zwei entscheidenden Fragen führen könnte:

- > AKW mit ihrer überlegenen Leistungskraft ja oder nein
- > Beseitigung des Bewilligungs- und Verfahrens-Chaos

### Die Initiative „Jederzeit Strom“

Sie stellt die Frage:

#### Wollen wir Kernkraftwerke, ja oder nein

Davon hängt nicht nur die Schliessung der Winterlücke, sondern die ganze weitere Planung unserer Stromproduktion ab. Realisieren wir neue Kernkraftwerke, so dürfte die im Mantelerlass vorgesehene Zielsetzung von 2 TWh für neue Wasserkraft und 45 TWh andere Erneuerbare Energien bei grossen Anstrengung ausreichen. Lehnen wir sie ab, so muss mit deutlich mehr Zwang zur Duldung von weiteren Alpinen Solaranlagen und Windrädern auf zahlreichen Anhöhen und/oder mit staatlich dekretierten Einschränkungen im Verbrauch gerechnet werden.

Die eingereichte Volksinitiative „Jederzeit Strom“ will das Verbot neuer Kernkraftwerke in unserem Art. 12 a des Kernenergiegesetzes abschaffen. Mit ihrer Annahme ist ein wesentlicher Schritt in Richtung Schliessung der Winterlücke getan.



## Konkreter Auftrag für Kernkraftwerke Gegenvorschlag zur Initiative „Jederzeit Strom“

Zwar wird mit der Annahme der Initiative das Verbot neuer Kernkraftwerke gestrichen. Ein Beschluss über den Bau neuer Kernkraftwerke ist damit aber nicht gefällt. Dazu würde es statt einen Gegenvorschlag einen Zusatzvorschlag entlang den folgenden Linien brauchen:

### Neuer Art. 90 Abs. 2 Bundesverfassung

„Der Bund organisiert umgehend Planung, Finanzierung und Bau neuer Kernkraftwerke an derzeitigen oder früheren AKW-Standorten.“

Mit Annahme dieses Gegenvorschlags werden über die Aufhebung des Verbots neuer AKW hinaus folgende Punkte klargestellt:

1. Wer ist für die Organisation zuständig ? (Der Bund)
2. Was wird gebaut ? (Kernkraftwerke)
3. Wo wird gebaut ? (an den alten Standorten)
4. Wann wird gebaut ? (sofort beginnen)
5. Wer sorgt für Finanzierung ? (Der Bund)

### Versorgungssicherheit kostet

Die bisher vorgesehenen Mittel von aus dem Netzzuschlag von 2.3 Rp pro kWh reichen nicht. Das Maximum muss auf 8.6 Rp angehoben werden. Wie bisher legt der Bundesrat den effektiven Satz entsprechend den Bedürfnissen fest.  
Mehr dazu vorn S. 79 ff und 83

### Klare Zuständigkeit für Versorgungssicherheit beim Bund

Mit Annahme der Volksinitiative „Jederzeit Strom“ wird der Bund für die sichere Stromversorgung zuständig erklärt. Bei Annahme der Initiative legt er die Verantwortlichkeiten fest.

Dazu gehört eine Gesetzgebung über die Grundlagen der Stromversorgung, die sich nur mit den grossen Linien und den Hauptproblemen befasst, u.a. mit der ausschliesslichen Zuständigkeit des Bundes (Textvorschlag S. 88)

## Blockaden beseitigen

Man könnte sich darauf beschränken, den neuen Mechanismus zur Entscheidung zwischen Natur- und Landschaftsschutz etc. einerseits und Versorgungssicherheit andererseits in diesem Gesetz zu verankern. Das könnte aber zu weiteren Prozessierereien führen mit der Begründung, dieser Mechanismus widerspreche der Verfassung. Will man das vermeiden, so müsste auch er in einer separaten Abstimmung im Rahmen des Zusatzvorschlags in der Verfassung verankert werden, z.B. wie folgt:

### Neuer Art. 81 b der Bundesverfassung

„Grossprojekte für Wasserstromproduktion von mehr als 100 GWh/a werden je einzeln mit schweizweiter Volksabstimmung beschlossen.  
Andere Verfahren für solche Projekte (Planung, Rechtsmittel etc.) sind ausgeschlossen“.

### Und in einer Übergangsbestimmung:

„Das Projekt Grimsel wird gleichzeitig mit Art. 81 b BV zur Abstimmung vorgelegt, danach in jedem der folgenden Jahre ein weiteres Grossprojekt“.

**Wollen wir in 10 Jahren zuverlässig Strom,  
dann braucht es positive Entscheide,**

**jetzt.**

**Investieren statt prozessieren**

# **Anhänge**

**Grundlagengesetz zur Stromversorgung  
Ein Blick auf die Nationalstrassen  
Informationsquellen**

## Anhang 1:

# Grundlagengesetz zur Stromversorgung

1. Der Bund ist für Versorgungssicherheit zuständig. Er beauftragt damit das Amt für Versorgungssicherheit (BfVS)
2. Das BfVS ist für die generellen Planung der Versorgungssicherheit für Strom zuständig; sie umfasste folgendes:
  - Feststellung des Investitionsbedarfs
  - Mit welchen Anlagen wird der Bedarf gedeckt (Produktion, Speicher, Netz etc.)
  - Klassifizierung der Anlagen
    - Projekte von nationaler Bedeutung (Produktion über 100 GWh)
    - Mittlere Projekte 50- 100 GWh
    - Kleinprojekte
  - Festlegung von Stromzonen
  - Festlegung eines engen Zeitplans
  - Regelung der Finanzierung;
  - Vernehmlassungen, aber keine Rechtsmittel
  - Vorbereitung der Beschlussfassung
3. Die generelle Planung wird auf Antrag des Bundesrats vom Parlament beraten und untersteht dem obligatorischen Referendum.
4. Die in der generellen Planung beschlossenen einzelnen Anlagen von mehr als 50 GWh Produktion sind in einer Grob-Projektierung darzustellen.
5. Die Grob-Projektierung wird von den Eigentümern der Projekte erstellt und dem BfVS eingereicht. Dieses koordiniert die weitere Planung, überwacht den Zeitplan und führt eine Vernehmlassung bei den beteiligten Kantonen, Gemeinden und Verbänden durch.
6. Bei der Grobprojektierung von Einzelprojekten wird wie folgt entschieden:
  - Projekte von mehr als 100 GWh Produktion pro Jahr auf Antrag des Bundesrats durch das Parlament mit fakultativem Referendum
  - Auch ablehnende Parlamentsentscheide unterliegen dem fakultativen Referendum
  - Projekte von 50- 100 GWh Produktion pro Jahr durch das BfVS mit der Möglichkeit eines einzigen, gesamtheitlich Rekurses an eine ausgewogene, fachkundige Rekursinstanz.
  - Gegen deren Entscheide gibt es keine Rechtsmittel.
7. Kantonale und kommunale Planung, Verfahren und Bewilligungserfordernisse sind in der Stromzone nicht anwendbar. Die bisherigen Verfahren sind abzuschreiben.
8. Projekte von weniger als 50 GWh Produktion pro Jahr werden von den Eigentümern geplant und in den bisherigen Verfahren von den bisher zuständigen Behörden genehmigt.
9. Wird ein Projekt vom Parlament, in einer Volksabstimmung oder durch die einzige zuständige Rekurskommission genehmigt, so gilt das als Baufreigabe.
10. Bei zeitlichen Rückständen beim Ausbau der Solarkraft projektiert das für Versorgungssicherheit zuständige Bundesamt Ersatzmassnahmen, z.B. auf öffentlichen Flächen.
11. Alle drei Jahre werden die noch nicht in Projektierung befindlichen Teile der generellen Planung neuen Erkenntnissen der Wissenschaft angepasst.

## Anhang 2:

# Vergleich mit dem Nationalstrassenbau

## Vom Anfang

der institutionalisierten Meinungsbildung bis zur  
**Realisierung des ersten Teilstücks**

## 8 Jahre

- 9.1954 Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes wird geschaffen
- 2.1956 Initiative zur Verbesserung des Strassennetzes eingereicht
- 3.1956 Auftrag des Parlaments an den Bundesrat, einen Gegenvorschlag auszuarbeiten
- 3.1957 Die Kommission für Planung des Hauptstrassennetzes legt u.a. vor:
- > Ein Netz der wichtigsten Strassenverbindung von gesamtschweizerischem Interesse, das Nationalstrassennetz (Muster des Plans S. 92)
  - > Ein Bauprogramm für die Verwirklichung des Werkes (Muster des Bauprogramms unten S. 93)
  - > Den Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nationalstrassen
  - > Eine Generelle Projektierung zuhanden des Parlaments
  - > Nach dem Entscheid der Bundesversammlung erarbeiten die Kantone in Zusammenarbeit mit der zuständigen Bundesstelle die Ausführungsprojekte

10.1957 Der Bericht des Bundesrates sagt u.a. folgendes:

«...dass die Anlage eines begrenzten Netzes neuer, den Anforderungen des modernen Verkehrs in jeder Hinsicht genügender Strassen unbedingt erforderlich ist, und dass diese Aufgabe - weil im gesamtschweizerischen Interesse liegend - nach neuen Grundsätzen an die Hand genommen werden sollte.»

Einerseits würde es Jahrzehnte dauern, wollte man dieses Werk nach der traditionellen Methode bauen und finanzieren und andererseits die Errichtung des Strassennetzes schwerlich ohne die Übertragung bestimmter Kompetenzen der Kantone im Strassenwesen auf den Bund sichergestellt werden kann.»

«Das Ziel der Erstellung eines Strassennetzes von gesamtschweizerischer Bedeutung (ist) rechtlich nur auf dem Wege einer Verfassungsrevision erreichbar.»

« Es besteht Klarheit darüber, dass der Bund das neue Strassennetz bestimmen und die Führung und technische Ausgestaltung der Strassen festlegen soll.»

7.1958 Volksabstimmung heisst den Gegenvorschlag der Bundesversammlung gut

7.1959 Botschaft des Bundesrates zum BG über die Nationalstrassen

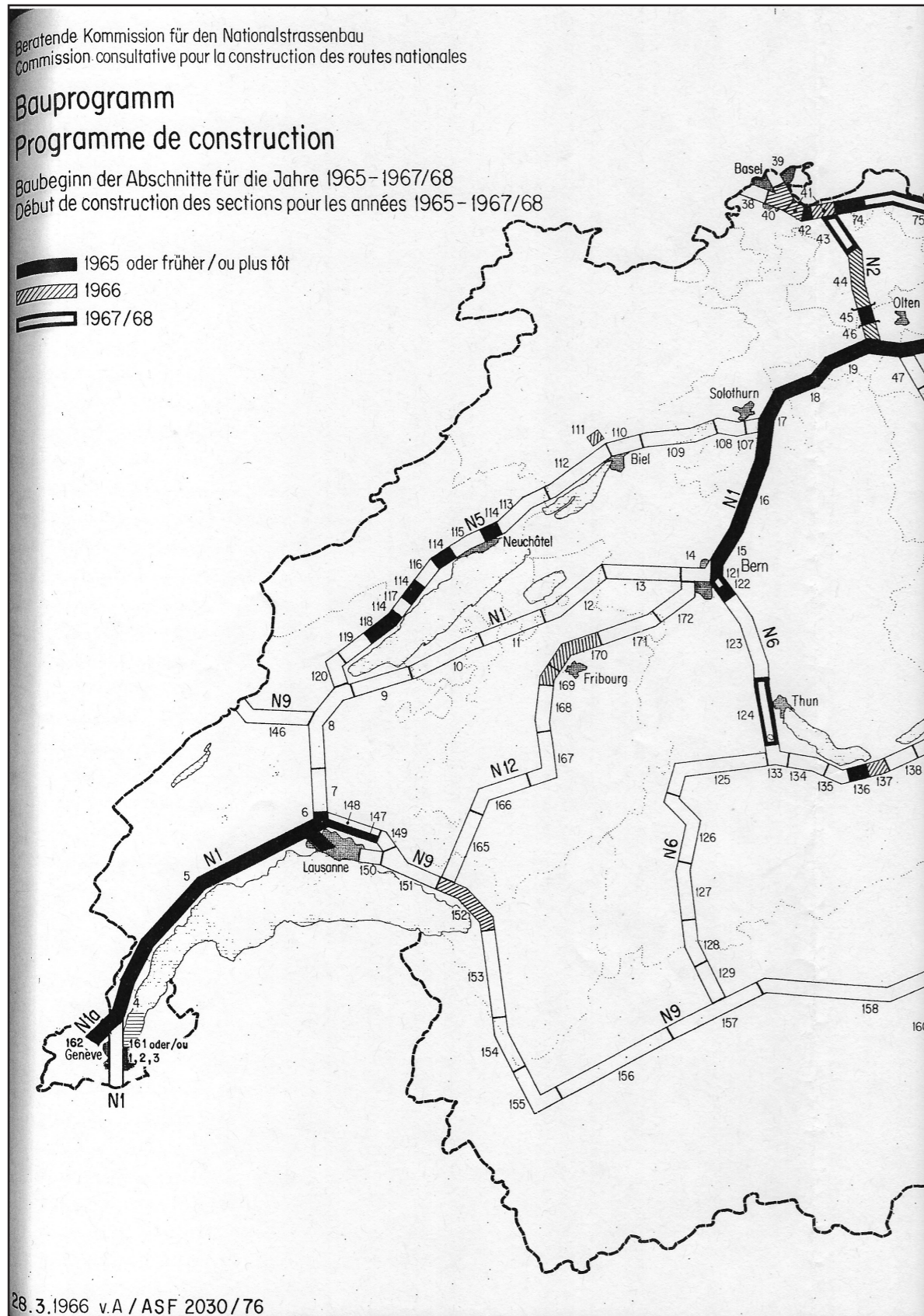
3.1960 Parlament verabschiedet das BG über die Nationalstrassen

1962 Der erste Autobahnabschnitt bei Luzern eröffnet

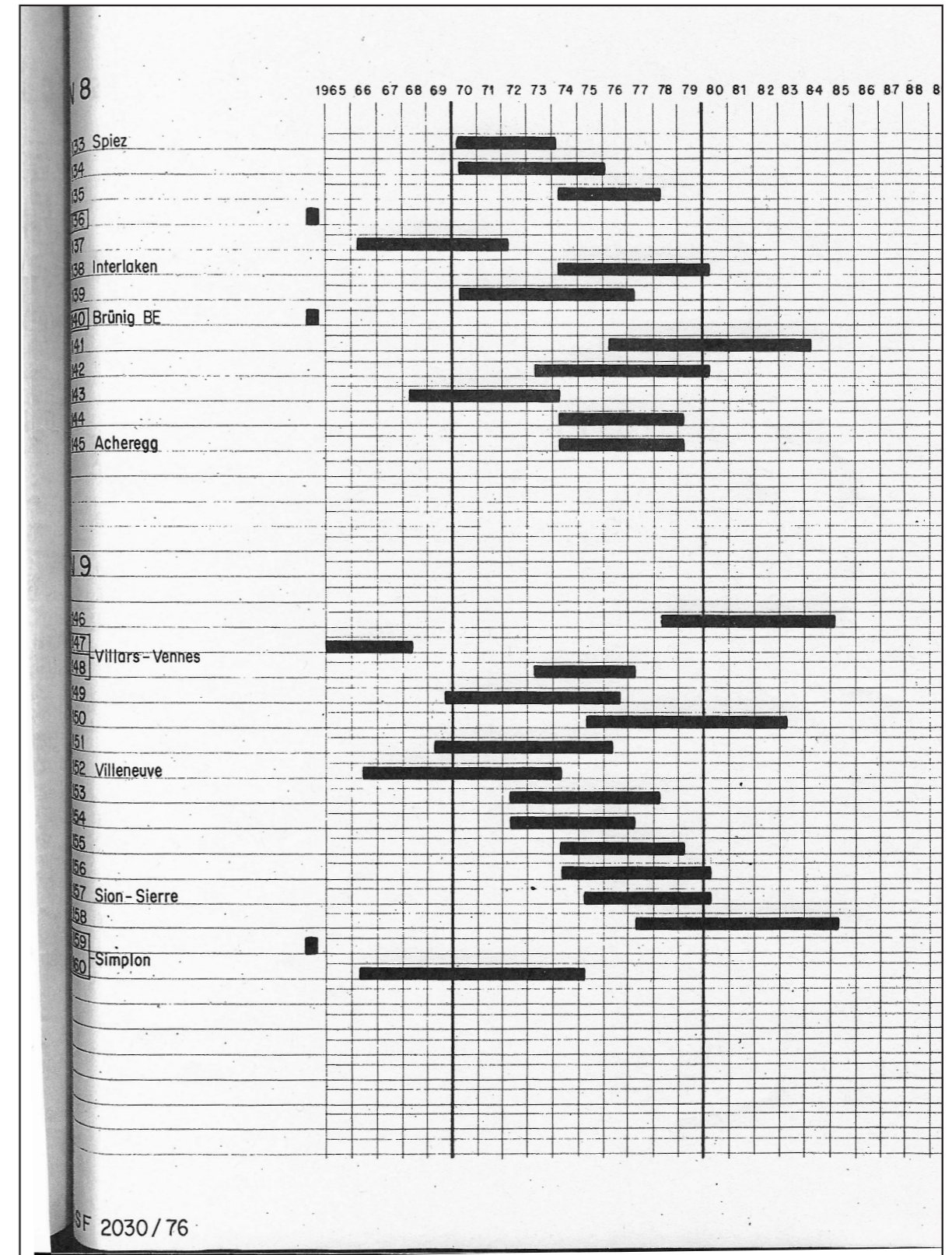
1963 Die Verbindung Genf-Lausanne wird in Betrieb gesetzt



# Nationalstrassen: Bauprogramm



# Nationalstrassen: Zeitplan





## Anhang 3

# Informationsquellen und Berechnungsgrundlagen

### Anlagekosten Wasserkraft

S. 74

Produktionsleistung: Dokumentation S.6 zum «Runden Tisch»<sup>6)</sup>

Annahmen für die Investitionskosten stammen aus den Webseiten von Grimselwelt und betreffend Gorner von der NZZ vom 12. Januar 2022. Für das Projekt Gougtra nehmen wir gleiche Kosten wie beim Grimsel, für jenes des Chummensees jene für Trift an. Rechnet man für die 10 kleineren Projekte des «Runden Tisch» mit den gleichen Kosten pro TWh, so ergibt sich folgendes

1'390 TWh kosten	Fr.	1'620 Mio
610 TWh kosten	Fr.	710 Mio
Total	Fr.	2'330 Mio

gerundet Fr. 2.4 Mio.

Bauzeit 10 Jahren

Kosten pro Jahr	50 Mio.
Davon 60 % Subvention	30 Mio.

Für den Subventionssatz: NZZ am Sonntag vom 18.9. 2022

### Kostenschätzung Solarkraft Dächer etc.

S. 75

1 kWp produziert in einer Solaranlage in der Schweiz ca. 1000 kWh = 1 MWh pro Jahr <sup>66)</sup>; Für eine TWh braucht es 1'000'000 MWh. Der Solarratgeber rechnet bei den in der Schweiz überwiegen- den Kleinanlagen mit ca. Fr. 2000.- pro kWp. Swissolar nennt für mittlere Anlagen (30 kWp) Fr. 1500.- pro kWp <sup>66)</sup>. Für die vorlie- gende Berechnung gehe ich von Fr. 1500.- pro kWp aus. Das führt zu einer Kostenschätzung für den Ausbau der Solarkraft im Tal von 1.5 Milliarden pro TWh.

Wollen wir von den 45 TWh an erneuerbaren Energien, welche das Parlament im Mantelerlass bis 2050 fordert, 40 TWh mit Solaranlagen im Tal erreichen, so kommen wir auf 60 Milliarden für 40 TWh Solarkraft im Tal. Mehr Grossanlagen verringern diese Summe.

### Kostenschätzungen für alpine Solaranlagen

S. 75

Axpo teilt beim Projekt Muttsee (im Linth-Limmergebiet) <sup>46)</sup> mit: Produktion: 3.3 GWh (= 0.0033 TWh); Kosten 7.9 Mio. Für eine TWh müsste demnach mit 2.4 Milliarden gerechnet werden.

Gondo <sup>47)</sup> rechnet für eine Produktion von 22 GWh (Stand März 24) mit Kosten von 42 Mio. Das ergibt für eine TWh knapp 2 Milliarden.

Die NZZ <sup>67)</sup> geht für 2 TWh von Kosten zwischen 3.75 und 5.25 Mia, für eine TWh also zwischen 1.9 und 2.6 Mia. aus.

Für unsere Kostenrechnung gehe ich von Kosten pro TWh von 2.2 Mia aus; für die von der Politik vorgesehenen 2 TWh alpinen Solar- anlagen also 4.4 Mia.

## Informationsquellen generell

Bundesamtes für Energie BFE

Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2022

(zitiert: Energiestatistik)

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022

(zitiert Elektrizitätsstatistik)

Gesamte Erzeugung von und Abgabe elektrischer  
Energie in der Schweiz, 2023 und früher

(zitiert: Laufende Elektrizitätsstatistik)

Energieperspektive 2050+

UVEK: Gemeinsame Erklärung des Runden Tisches Wasserkraft  
vom 13. Dezember 2021 (zitiert: Runder Tisch)

Schweizerische Elektrizitätskommission (zitiert ElCom)

«Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk» vom 30. 11. 2021

(zitiert ElCom Gaskraft )

Anhang: Studie Swissgrid

Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (Zit. VSE)

Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt

(zitiert EMPA)

Studie: Impacts of an Increased Substitution of Fossil  
Energy Carriers with Electricity-based Technologies  
on the Swiss Electricity System vom 19.6. 2019,

(zitiert: EMPA-Studie 2019); S. 18

Neue Zürcher Zeitung (NZZ)

Tagesanzeiger

Financial Times (FT)

## Informationsquellen einzeln: Noten

- 1 Reto Knutti und 200 andere: Stellungnahme zum Klimaschutzgesetz vom 12. April 2023, S. 2
- 2 NZZ vom 15.3.2023
- 3 Art. 2 des Energiegesetzes
- 4 EMPA Studie 2019 S. 18, vgl. oben S. 105
- 5 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 10 „Landesverbrauch“
- 6 Runder Tisch, S. 6
- 7 Liste der Schweizerischen AKW
- 8 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit (28.7.23)
- 9 Energiestatistik 2010, S 3
- 9a Energiestatistik 2022, S.2
- 10 Laufende Elektrizitätsstatistik 2023
- 11 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 37
- 12 Energieperspektive 2050+, S. 31
- 13 NZZ am Sonntag, Magazin vom 18.6.2022
- 14 Wikipedia: Liste der Kernkraftwerke in Frankreich
- 14a www.destatis.de: Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2023
- 15 Strombörse EEX vom 14.9.2022 für das 1. Quartal 2023
- 16 Bundesrat P-Mitteilung vom 25.10.22
- 17 Energiegesetz, Art. 6 Abs.2
- 18 NZZ vom 17.1. 2022 und Tagesanzeiger vom 16.9.2022
- 19 Roadmap VSE zur Versorgungssicherheit vom 9.9.22, S 4
- 20 Swissgrid: Bericht zum kritischen Winter 2015/2016
- 21 Rudolf Rechsteiner: «Energiewende im Wartesaal», S. 17
- 22 NZZ vom 9.11.2022
- 23 NZZ vom 20.9.2022
- 24 Botschaft des Bundesrates vom 4. September 2013
- 25 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 26 und 50
- 26 Botschaft des Bundesrats zum BG über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18.6.2021

- 27 ElCom: Faktenblatt zu den Importrisiken (Versorgungssicherheit im Winter) vom Juni 2021, S. 4
- 28 Kraftwerke Oberhasli: Staumauer Spitallamm am Grimsel
- 29 Wikipedia Kernkraftwerk Shin Hanul, Südkorea 2022
- 30 Barakah Nuclear Energy Plant Abu Dhabi: Construction Program, 2023
- 31 Reuters: EDF announces new delay for Flamanville
- 32 LEAG: Gaskraftwerk Leipheim, August 2023
- 33 Windkraftwerk Mollendruz
- 34 Kohleausstieg der deutschen Regierung 2038
- 35 NZZ vom 18. 5.2022: Alle wollen importieren
- 36 Financial Times vom 1. Juli 2023
- 37 NZZ vom 1.6.2023
- 38 Energiestatistik 2022, S. 5
- 39 Elektrizitätsstatistik 2022 S. 2
- 40 Elektrizitätsstatistik 2022, S. 10
- 41 ETH Zürich: Wo sollen Windräder in der Schweiz stehen ? März 2023
- 42 Swissolar/news/detail/2022 vom 14.7.2023, S. 2
- 43 Elektrizitätsstatistik 2022 S. 50
- 44 Anton Gunzinger: Kraftwerk Schweiz, S. 114
- 45 <https://powerswitcher.axpo.com>
- 46 Axpo: Projekt Alpin Solar Muttsee
- 47 Projekt Gondosolar
- 48 ElCom: Winterproduktionsfähigkeit 28.7.23, S. 21
- 49 ElCom: Konzept Spitzenlast Gaskraftwerk vom 30.11.21  
Seiten 34 und 85
- 50 NZZ vom 8.2.2023: Notkraftwerk Birr
- 51 VSE: Stromnetz, Fragen und Antworten S. 3
- 52 FT vom 23.6.2023: China's dominance of solar
- 53 Swissolar: Recyclingsystem für Photovoltaik Module
- 54 Art 12 a Kernenergiegesetz: Verbot neuer AKW
- 55 NZZ vom 14.1.2022: Leibstadt-Eigner verlieren fast eine halbe Milliarde Franken
- 56 Kernkraftwerk Shin Kori 3, Südkorea: Kosten \$ 3.343 Mia.
- 57 Wikipedia: Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA)
- 58 Alle Angaben auf dieser Seite aus: Roger Nordmann: Klimaschutz und Energiesicherheit, 2023, S. 123 ff und 201 f
- 59 Vortrag von A. Manera, ETH zu Batterien, 27.1.2023
- 60 Paul Scherrer-Institut: ..... Technologien... September 2022 zur Geothermie S. 219
- 61 Energie Schweiz: Abwärmenutzung von Rechenzentren, 1. Juni 2023
- 62 Windenergie Kanton Zürich: Grundlagenbericht 21.12.22
- 63 Wochenzeitung: Stausee Triftgletscher
- 64 Abstimmung Kanton Wallis zu Solar Alpin
- 65 Initiative: Jederzeit Strom, Blackout stoppen
- 66 Swissolar Wirtschaftlichkeitsrechnung (Excel)  
Solarratgeber: Photovoltaikpreise
- 67 NZZ vom 23. 11. 2022: Investitionskosten Solar Alpin
- 68 EWZ: Kosten Windpark Mollendruz
- 69 Financial Times vom 1.8.2023: Kosten AKW in USA
- 70 Art. 25 Energiegesetz Subventionen Solar
- 71 BFE Faktenblatt vom 23. November 2022, S. 2
- 72 Staatsrechnung 2020: Netzzuschlagsfonds
- 73 Bundesrat: Stark steigende Strompreise 2023 vom 6.9.22
- 74 Tagesanzeiger vom Strompreise 2024
- 75 Geschäftsbereich 2022 Kernkraftwerk Gösgen
- 76 Geschäftsbericht Swissgrid, S. 13
- 77 Gestehungskosten Strom für Axpo
- 78 EKZ Tarif für Privatkunden 2023
- 79 Wikipedia zum Kernkraftwerk Olkiluoto
- 80 NZZ vom 30. September 2023
- 81 ETH-Studie: Vehicle to Grid 16.1.2023, S. 31
- 82 Financial Times vom 1. November 2023